

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

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE L'ACEF DE QUÉBEC

DEMANDE D'APPROBATION DU
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026 DU DISTRIBUTEUR

1. **Références :**
- (i) B-0006, page 27
 - (ii) R-3864-2013, B-0005, page 37
 - (iii) R-3748-2010 B-0004, page 55
 - (iv) R3648-2007, HQD-1, document 1, page 27
 - (v) B-0006, page 14
 - (vi) B-0006, page 26

Préambule :

Les références (i), (ii) et (iii) mentionnent :

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.

Par ailleurs, la référence (iv) mentionne :

Le réseau de transport est conçu de sorte qu'il soit en mesure d'acheminer l'électricité nécessaire pour répondre à des besoins correspondant au scénario moyen de la demande plus 4 000 MW. Cette capacité additionnelle correspond à l'impact de l'aléa global (climatique et prévisionnel) sur les besoins en puissance à la pointe, lorsque deux écarts types sont considérés. Les modalités d'application de ce critère impliquent également que jusqu'à 1 000 MW pourraient être alimentés par les interconnexions ou par l'électricité interruptible.

La référence (v) présente le tableau 4 reproduit ci-dessous. Il indique que la valeur correspondant à un écart-type de l'aléa global les besoins en puissance varie de 1690 MW pour les besoins de la demande de pointe 2016-2017 à 1900 MW pour les besoins de la demande de pointe 2019-2020.

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

La référence (vi) présente le tableau reproduit ci-dessous qui montre le critère de fiabilité en énergie du Distributeur. On peut constater que le critère consiste à ajouter l'aléa correspondant à un écart-type.

TABLEAU 10 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2017	2018	2019	2020	2021
Surplus (réf. Tableau 6)	(13,1)	(13,3)	(12,6)	(11,3)	(12,2)
+ Aléa d'un écart type (réf. Tableau 3)	3,5	3,9	4,2	5,1	5,9
Surplus + 1 écart type	(9,6)	(9,4)	(8,4)	(6,2)	(6,3)

Demandes :

1.1 Pour le critère de fiabilité en énergie le Distributeur applique un aléa global d'un écart-type (référence (vi)), alors que pour le critère de conception du réseau de transport, il considère un aléa global de deux écarts types (référence (iv)), ce qui correspond à un aléa climatique de deux écarts types et un aléa sur la demande de deux écarts types. Veuillez expliquer et justifier l'application d'un aléa correspondant à deux écarts types pour le critère de conception du réseau de transport.

Réponse :

1 L'une des exigences du critère de fiabilité du NPCC est l'évaluation de la
2 fiabilité du système de transport à la pointe du réseau en considérant un
3 scénario de demande en puissance extrême. L'application d'un aléa
4 correspondant à deux écarts types reflète un tel scénario.

1.2 Veuillez indiquer si le critère mentionné en référence est un critère usuel de conception de réseau de transport exigé par le NPCC. S'il y a lieu veuillez fournir le texte définissant ce critère.

Réponse :

5 Le Distributeur confirme que le critère répond aux exigences du NPCC
6 décrites dans le *Regional Reliability Reference Directory # 1 – Design and*
7 *Operation of the Bulk Power System*.

8 Le document est disponible à l'adresse suivante :

9 [https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001](https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001_GJD.pdf)
10 [_GJD.pdf](https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001_GJD.pdf).

1.3 Veuillez indiquer si le critère mentionné en référence est un critère usuel de conception de réseau de transport exigé chez d'autres sociétés de distribution

d'électricité ou s'il s'agit d'un critère spécifique du Distributeur. S'il y a lieu veuillez identifier les autres sociétés.

Réponse :

1 **Le critère de conception du réseau de transport de la zone de réglage du**
2 **Québec est conçu de façon à respecter les exigences du NPCC en la matière,**
3 **en tenant compte des spécificités du réseau de transport de la zone.**

4 **Par ailleurs, il ne s'agit pas d'un critère du Distributeur mais plutôt d'un critère**
5 **de planification du réseau de transport de la zone de réglage.**

1.4 Veuillez indiquer si le critère est vérifié pour chacune des années du plan d'approvisionnement. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

6 **Le critère est respecté pour chacune des années du Plan. À l'horizon**
7 **2025-2026, la somme de deux écarts types des besoins prévus est inférieure à**
8 **4 000 MW. En d'autres termes, si la demande s'éloigne du scénario de**
9 **référence jusqu'à deux écarts types, le réseau de transport est en mesure de**
10 **transporter la puissance nécessaire pour y répondre.**

1.5 À la référence (iv), il est mentionné notamment que la capacité additionnelle de 4000 MW correspond deux écarts types **global**. Étant donné la valeur de l'écart type global de chacune des années mentionnées à la référence (v), veuillez expliquer la valeur de 4000 MW mentionné à la référence (i).

Réponse :

11 **Le critère de conception du réseau tient compte du délai nécessaire à l'ajout**
12 **d'équipements requis pour répondre à la demande advenant un scénario de**
13 **demande extrême. Un délai de quatre années est jugé raisonnable pour**
14 **effectuer les modifications requises au réseau de transport. L'aléa global de la**
15 **demande de la quatrième année, soit la pointe 2019-2020, est de 1 900 MW, ce**
16 **qui est tout près de 2 000 MW. Deux écarts types représentent donc 4 000 MW.**

1.6 Veuillez préciser les hypothèses retenues concernant la localisation des besoins additionnels de 4000 MW. Par exemple est-ce que les besoins sont augmentés uniformément en appliquant le même pourcentage partout et à chaque catégorie de clients ?

Réponse :

17 **Pour les études du Transporteur, la charge de pointe (excluant les clients de**
18 **grande puissance) est augmentée uniformément sur tout le réseau.**

1.7 À la référence (v) on peut constater que la valeur de l'écart type de l'aléa climatique varie très peu selon les années. Veuillez fournir la valeur de l'écart type pour chaque catégorie de clients (domestiques, petites et moyennes puissances, grandes puissances, contrats spéciaux).

Réponse :

1 **Le Distributeur ne dispose pas de l'aléa climatique par catégories de clients.**
2 **Toutefois, l'aléa climatique des besoins en puissance à la pointe d'hiver**
3 **découle en grande partie du secteur résidentiel, soit le secteur avec le plus**
4 **grand volume de consommation d'électricité pour le chauffage des locaux.**

1.8 Étant donné que le réseau de transport est déterminé en fonction de la localisation des besoins et de la localisation des approvisionnements, veuillez identifier et localiser les approvisionnements additionnels requis de 4000 MW.

Réponse :

5 **Afin de répondre à l'augmentation de la charge, les critères de conception du**
6 **réseau du Transporteur prévoient l'utilisation des moyens suivants :**
7 **• la puissance interruptible (contrats spéciaux) située au nord ;**
8 **• les contrats d'achat avec Rio Tinto Alcan ;**
9 **• la centrale thermique disponible à Bécancour ;**
10 **• la puissance interruptible (contrats spéciaux) située au sud ;**
11 **• les interconnexions, jusqu'à un maximum de 1 000 MW ;**
12 **• l'électricité interruptible située au sud.**

1.9 Veuillez préciser si le réseau résultant des besoins additionnels de 4000 MW doit également respecter les autres critères de fiabilité du réseau de transport notamment le critère de stabilité, et le critère (n-1) pour les transformateurs et les lignes de transport.

Réponse :

13 **Le Transporteur dimensionne son réseau de façon à ce que le réseau**
14 **augmenté de 4 000 MW, avec tous ses équipements en service, puisse subir,**
15 **sans interruption de service, des événements sévères dont la probabilité**
16 **d'occurrence, bien que faible, demeure assez élevée pour qu'il faille s'en**
17 **prémunir (c.-à-d. un défaut entraînant la perte d'équipements). Le critère en**
18 **réseau dégradé, avec un élément non disponible avant de subir un autre**
19 **événement, ne s'applique pas au réseau +4 000 MW.**

1.10 Veuillez indiquer si l'application de ce critère a un impact sur les investissements requis pour le réseau de transporteur. Si oui, veuillez quantifier cet impact.

Réponse :

1 **La condition de réseau exceptionnelle +4 000 MW ne demande pas**
2 **d'investissements additionnels sur la période du Plan.**

- 2. Références :**
- (i) B-0006, pages 25 et 26
 - (ii) D-2005-178, page 12
 - (iii) R3470-2001, HQD-4, document 1, pages 27 à 30
 - (iv) R-3550-2004, HQD-3, document 1, page 12
 - (v) R-3550-2004, HQD-5, document 1, page 6

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, comme accepté par la Régie⁴, est formulé comme suit :

Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année.

Ce critère a été défini par la Régie dans le cadre du dossier R-3550-2004. La référence (ii) mentionne en effet :

En conséquence, la Régie reformule le critère de fiabilité en énergie d'un écart-type :

« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année. »

À la référence (iii), le Distributeur présente une évaluation de la capacité d'importation en énergie sur les marchés hors Québec. Il conclut :

En résumé, les limitations sont comme suit :

Sans contrainte de marché : Pointe : 15,6 TWh

Hors pointe : 19,1 TWh

Total : 34,7 TWh

Avec contrainte de marché : Pointe : 5 TWh

Hors pointe : 15 TWh

Total : 20 TWh

À la référence (iv) le Distributeur présente la capacité des interconnexions et à la référence (v) il fournit l'évaluation suivante de la capacité des interconnexions en énergie en mode importation,

Les résultats sommaires sont présentés ci-dessous.

Avec contraintes de marché :

Pointe : 4,5 TWh

Hors pointe : 11,6 TWh

Total : 16,2 TWh

D'autre part, en ne prenant pas en considération les contraintes de marché, les résultats seraient les suivants :

Sans contrainte de marché :

Pointe : 10,2 TWh

Hors pointe : 13,9 TWh

Total : 24,1 TWh

Demande :

2.1 Veuillez mettre à jour l'évaluation de la capacité des interconnexions en énergie en mode importation selon le même format que l'évaluation présentée à la référence (iii), c'est-à-dire en spécifiant notamment les valeurs en pointe et hors pointe, et avec et sans contraintes de marché.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne dispose pas de l'information dans le format demandé. De**
2 **plus, considérant le peu d'achats sur les marchés voisins prévus sur la**
3 **période du Plan, le Distributeur ne considère pas pertinent de mettre à jour**
4 **cette information.**

3. Références : (i) R-3550-2004, HQD-3, document 1, page 14.
(ii) Suivis 2014 et 2015 du Plan des approvisionnements, Critères de fiabilité, Annexe B

Préambule :

Concernant la dépendance envers les marchés de court terme, le Distributeur justifie à la référence (i) de retenir la valeur de 5TWh. Il mentionne en effet :

Considérant également que le Distributeur doit partager l'utilisation des interconnexions avec d'autres utilisateurs dont Hydro-Québec Production qui, en cas de faible hydraulité, compte sur la possibilité d'importation pour garantir le volume d'électricité patrimoniale et que les marchés limitrophes pourraient connaître un scénario fort de la demande, le Distributeur retient, pour des fins de planification, une dépendance envers les marchés de court terme de 5 TWh par année.

À l'annexe (ii), il est indiqué qu'il n'est pas requis qu'Hydro-Québec Production importe de l'énergie pour satisfaire son critère de fiabilité dans le cas de l'occurrence d'un cycle de faible hydraulité à 2% de probabilité.

À la référence (ii), il est également mentionné qu'Hydro-Québec Production dispose d'une marge de manœuvre de 128,3 TWh sur la période 2017-2020.

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer si, dans le dossier actuel, la justification de retenir un niveau de dépendance de 5 TWh à partir des marchés hors Québec est la même que celle mentionnée à la référence (i). Si non, veuillez justifier de retenir la valeur de 5 TWh.

Réponse :

1 **Le Distributeur a reconduit le critère de fiabilité en énergie tel qu'il a été**
2 **accepté par la Régie dans les précédents plans d'approvisionnement.**

3.2 Veuillez indiquer si la justification prend en considération le fait que, selon la référence (ii), il n'est pas requis qu'Hydro-Québec Production importe de l'énergie pour satisfaire son critère de fiabilité en énergie. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 3.1.**

3.3 Étant donné la marge de manœuvre dont dispose Hydro-Québec Production (128,3 TWh), veuillez commenter le fait de ne pas prendre en compte la disponibilité d'énergie au Québec pour le critère de fiabilité en énergie du Distributeur.

Réponse :

4 **Dans le contexte de surplus en énergie anticipés sur la période du Plan, le**
5 **Distributeur considère qu'il n'est pas pertinent de réviser son critère de**
6 **fiabilité en énergie.**

4. Références : (i) B-0006, page24
(ii) B-0006, page 19

Préambule :

La référence (i) présente le tableau suivant où on peut constater que le taux de réserve requise est de 9,5% pour l'année courante.

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 même référence précise que 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.

Au tableau 7 de la référence (ii) on retrouve pour la pointe 2016-2017 des besoins de 37630 MW et une réserve requise de 3457 MW, ce qui donne un ratio de réserve de 9,2%

Demandes :

4.1 Veuillez confirmer que l'« année courante » mentionnée à la référence (i) est l'année 2016-2017. Si vous ne confirmez pas veuillez préciser à quelle année correspond l'« année courante ».

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

4.2 Veuillez expliquer la différence entre la valeur de 9,5% indiquée à la référence (i) et la valeur de 9,2 calculée à partir des données de la référence (ii).

Réponse :

2 **Le Distributeur présente au tableau R-4.2 le bilan en puissance révisé**
3 **intégrant la réserve correspondant au taux de 9,5 %, comme présenté au**
4 **tableau 9 de la même pièce.**

**TABLEAU R-4.2 :
 BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	39 499	39 721	39 931
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 562	3 774	3 855	4 024	4 046	4 077	4 105	4 132	4 155	4 177
Besoins à la pointe - incluant la réserve	41 192	41 720	42 082	42 533	42 724	43 047	43 348	43 631	43 876	44 108
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnement additionnels requis	3 750	4 278	4 640	5 091	5 282	5 605	5 906	6 189	6 434	6 666
HQP	600	600	1 100	1 100	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
• Puissance rappelée	0	0	0	0	0	200	400	400	400	400
• Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 641	1 828	1 951	1 977	1 977	1 977	1 977	1 969	1 969	1 969
• Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 319	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	322	344	466	493	493	493	493	485	485	485
Gestion de la demande en puissance	940	1 250	1 250	1 275	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300
• Électricité interruptible	850	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance	90	250	250	275	300	300	300	300	300	300
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Transactions de court terme réalisées	300	50	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance additionnelle requise	0	300	100	500	650	800	900	1 150	1 400	1 650

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

5. **Références :** (i) B-0006, page 24
 (ii) A-0008, page 6

Préambule :

La référence (i) mentionne :

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.

À la référence (ii), la Régie fait la demande suivante :

Veillez 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

Demandes :

- 5.1 Veuillez ventiler les besoins en réserve en MW selon les impacts respectifs de la prévision des besoins à satisfaire, des aléas de la demande et des ressources du Distributeur.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 5.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-3, document 1.**

5.2 Dans le cas des ressources du Distributeur veuillez ventiler la réserve requise selon les ressources suivantes :

- électricité patrimoniale
- contrats (base et cyclable) avec HQP
- contrats éoliens compte tenu de l'Entente d'intégration d'éoliennes
- contrats de biomasse
- contrats concernant les petites hydrauliques

Pour chaque ressource, veuillez fournir la capacité et la réserve requise en MW.

Réponse :

3 **La réserve requise est de 3 100 MW pour l'électricité patrimoniale, 9 % pour**
4 **les contrats de biomasse et de 60 à 62 % pour les contrats de petite**
5 **hydraulique. Elle est nulle pour les contrats de base et cyclable avec**
6 **Hydro-Québec Production, de même que pour les contrats éoliens compte**
7 **tenu de la présence du Service d'intégration d'éolienne.**

8 **Pour les capacités en puissance, le Distributeur réfère l'intervenante au bilan**
9 **en puissance au tableau 7 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0006) ainsi qu'au**
10 **tableau 3C-1 de la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0009).**

- 6. Références :** (i) Suivis du Plan d'approvisionnements, Annexe D
(ii) B-0006, page 19

Préambule :

La référence (i) présente un tableau concernant le respect du critère de fiabilité en puissance. On y retrouve notamment la capacité d'électricité interruptible. Le tableau suivant présente un historique de cette capacité.

	2013/ 2014	2014/ 2015	2015/ 2016	2016/ 2017
	MW	MW	MW	MW
Électricité interruptible	1307	1056	1290	996

À la référence (ii), il est indiqué une valeur de 850 MW pour la capacité de l'électricité interruptible de l'année 2016-2017.

Demandes :

6.1 Veuillez expliquer la diminution de la capacité de l'électricité interruptible depuis l'année 2013-2014.

Réponse :

1 **L'option d'électricité interruptible est offerte annuellement aux clients,**
2 **lesquels peuvent choisir d'y adhérer ou non. Par conséquent, la puissance**
3 **interruptible disponible peut varier d'année en année.**

6.2 Pour l'année 2016-2017, veuillez expliquer la différence entre la valeur de 996 MW apparaissant à l'annexe D du suivi de décembre 2016 et la valeur de 850 MW apparaissant à la référence (ii).

Réponse :

4 **Le Distributeur estimait à 850 MW le potentiel de puissance interruptible, mais**
5 **les demandes d'adhésion à cette option ont dépassé cette estimation. Le**
6 **Distributeur a finalement accepté des propositions pour 996 MW.**

7. Références : (i) B-0006, page 23
(ii) R-3864-2013, B-0005, page 29
(iii) D-2014-205, page 40 (dossier R-3864-2013)

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur suppose une contribution des marchés de court terme de 1100 MW. Il mentionne en effet:

Le Distributeur demeure prudent quant à l'estimation des capacités des interconnexions et ne peut se permettre une surévaluation de la contribution potentielle des marchés de court terme au risque de ne pouvoir acquérir la puissance requise afin de respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC.

En conséquence, le Distributeur suppose, à des fins de planification, que les marchés de court terme pourraient contribuer pour un maximum de 1 100 MW provenant principalement du marché de New York, ce qui correspond à la capacité des interconnexions en mode import

Par contre, à la référence (ii), la contribution est évaluée à 1 500 MW :

L'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend en considération la marge de manoeuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec, ainsi que les approvisionnements potentiels provenant des marchés voisins⁸. Le Distributeur considère que, mises en commun, les ressources des fournisseurs situés dans la zone d'équilibrage du Transporteur sont susceptibles d'assurer une portion de ses besoins d'approvisionnements de court terme en puissance. De plus, outre le potentiel de 1 100 MW identifié sur le marché de New York, le Distributeur considère que la mise en commun des autres marchés constitue désormais un bassin d'approvisionnements potentiels comportant les caractéristiques d'un marché compétitif qui lui est accessible. Par conséquent, le Distributeur ajoute une contribution des marchés de court terme de 400 MW au bilan de puissance, portant le potentiel à 1 500 MW.

À la référence (iii), dans le même dossier que la référence (ii), la Régie retient cette valeur de 1500 MW tout en étant d'avis que le potentiel est plus important. Elle mentionne en effet :

[161] Pour le moment, la Régie est satisfaite des résultats obtenus par le Distributeur pour la contribution des marchés de court terme. Cependant, elle lui demande de poursuivre ses travaux afin d'augmenter la valeur de cette contribution puisque le potentiel pourrait être plus important que 1500 MW. (notre soulignement)

[162] La Régie demande au Distributeur de lui présenter, dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement, le résultat de ses démarches.

L'ACEFQ constate que dans le dossier actuel, le Distributeur ne fait aucune mention du résultat de ses démarches, notamment concernant le potentiel de la zone d'équilibrage du Transporteur.

Demande :

7.1 Veuillez présenter les démarches qui ont été entreprises pour augmenter la valeur des contributions en puissance des marchés de court terme.

Réponse :

1 **Le Distributeur réfère l'intervenante à la section 3.3.2 de la pièce HQD-1,**
2 **document 1 (B-0006).**

8. **Références :** (i) B-0009, page 53
(ii) B-0009, page 50

Préambule :

La référence (i) mentionne :

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

On doit donc constater que le Distributeur ne retient que le marché de New York pour la contribution en puissance des marchés de court terme.

La référence (ii) mentionne :

Réseau d'Énergie La Lièvre

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

Labrador

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

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

Demandes :

- 8.1 Veuillez expliquer qu'il n'y a aucune contribution en puissance de prévue à partir du réseau d'Énergie La Lièvre.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur établit à 1 100 MW la contribution potentielle des marchés de**
2 **court terme. Celle-ci est basée entre autres sur l'évaluation de la capacité des**
3 **interconnexions et la disponibilité estimée des approvisionnements en**
4 **puissance. Bien que le marché de référence utilisé soit celui de New York, les**
5 **approvisionnements en puissance acquis par le Distributeur peuvent provenir**
6 **d'autres marchés, dont celui du Québec.**

8.2 Veuillez indiquer **si des démarches ont été entreprises afin de** conclure une convention de transaction avec Nalcor Energy. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

1 **La conclusion de ce type de convention nécessite un intérêt des deux parties.**

9. **Référence :** B-0009, page 51 et 52

Préambule :

La référence mentionne :

Ontario

Chemin ON-HQT et OTTO-HQT

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

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

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

.....

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

Demandes :

10. Veuillez indiquer si l'entente de 500 MW entre Hydro-Québec et l'IESO répond aux exigences en fiabilité associées à l'exportation de produits de puissance.

Réponse :

2 **L'entente étant conclue entre l'IESO et Hydro-Québec Production, le**
3 **Distributeur ne dispose pas de l'information demandée.**

11. Si oui, veuillez préciser quelles sont ces exigences.

Réponse :

1 **De façon générale, certains principes doivent être respectés afin que l'énergie**
2 **associée à la puissance offerte soit considérée ferme au même titre que la**
3 **charge locale par la zone d'équilibrage d'où provient la ressource. Cela**
4 **implique que l'IESO devrait retirer la contribution en puissance de son**
5 **portefeuille de ressources, dans la mesure où elle contribuerait désormais à la**
6 **fiabilité de la zone d'équilibrage du Transporteur.**

12. Veuillez indiquer si le Distributeur a fait une demande à OPG quant à la démonstration du respect des exigences en fiabilité associées à l'exportation de produits de puissance.

Réponse :

7 **À ce jour, il n'y a pas de reconnaissance par l'IESO des exportations de**
8 **puissance en provenance de la zone IESO vers la zone de réglage du**
9 **Transporteur. Le Distributeur serait ouvert à considérer la contribution en**
10 **puissance d'une ressource dans la mesure où le fournisseur peut faire la**
11 **démonstration de la fermeté de ses livraisons par l'obtention d'une**
12 **accréditation auprès de l'IESO. Ainsi, dans le cas où la position de l'IESO**
13 **n'aurait pas changé d'ici au prochain appel d'offres du Distributeur pour**
14 **l'obtention d'un produit de puissance, il incombera au fournisseur intéressé à**
15 **soumissionner de faire les démarches nécessaires auprès de l'IESO.**

13. **Références :** Suivi 2015 du Plan des approvisionnements, Critères de fiabilité, Annexe C

Préambule :

La référence présente la démonstration de la fiabilité en puissance de HQP pour l'hiver 2016-2017. On peut constater que HQP dispose d'une capacité totale de 40 787 MW et a des engagements pour une capacité totale de 36 813 MW. Il dispose donc d'une réserve de 3 974 MW alors qu'il est indiqué que sa réserve requise est de 3 285 MW. On peut donc conclure que HQP a une marge de manœuvre de 689 MW.

Par contre, le Distributeur ne mentionne aucune contribution du Producteur pour son évaluation de la contribution en puissance des marchés de court terme.

Demande :

13.1 Veuillez préciser si, à la connaissance du Distributeur, l'offre totale disponible de 40 787 MW inclut les 500 MW de capacité ferme découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO. Si vous ne possédez pas cette information, veuillez l'obtenir de HQP et la fournir.

Réponse :

1 **Comme indiqué dans l'évaluation de fiabilité déposée au NPCC « 2016 Québec**
2 **Balancing Authority Area – Interim Review of Resource Adequacy », les**
3 **500 MW découlant de l'entente entre Hydro-Québec Production et l'IESO sont**
4 **inclus dans les ressources de la zone de réglage. Ce document est accessible**
5 **à l'adresse suivante :**

6 [https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2016%20Québec%20Int](https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2016%20Québec%20Interim%20Review_approvedbyRCCpaf.pdf)
7 [erim%20Review_approvedbyRCCpaf.pdf](https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2016%20Québec%20Interim%20Review_approvedbyRCCpaf.pdf)

13.2 Étant donné la marge de manœuvre de 689 MW de HQP, veuillez justifier de ne pas considérer la possibilité d'une contribution de HQP pour les achats de puissance du Distributeur sur les marchés de court terme.

Réponse :

8 **Comme précisé à la section 3.3.2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0006), la**
9 **contribution des marchés de court terme au bilan de puissance prend en**
10 **considération la marge de manœuvre de la zone d'équilibrage du Québec et**
11 **des approvisionnements potentiels en provenance des marchés voisins. Le**
12 **potentiel inclut donc implicitement des quantités qui pourraient être rendues**
13 **disponibles par le Producteur.**