

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE S.É./AQLPA**

1. LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026 D'HQD POUR SON RÉSEAU INTÉGRÉ

1.1 La prévision de la demande

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.1

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, HQD-1, Doc. 1, page 6, lignes 2-6 :

Cette diminution s'explique par une baisse des ventes, notamment aux secteurs Résidentiel et Industriel, et dans une moindre mesure, par une révision à la baisse du taux de pertes. En puissance, les besoins ont également diminué sur l'ensemble de la période, l'écart atteignant plus de 1100 MW à l'hiver 2025-2026.

- ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, HQD-1, Doc. 1, page 9, lignes 29-32 :

Ces écarts découlent de la baisse des ventes et, dans une moindre mesure, du taux de pertes prévu. Ce dernier est revu à la baisse en raison de pertes observées plus faibles au cours des dernières années et d'investissements à venir sur le réseau de transport.

- iii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, HQD-1, Doc. 1, page 10, Tableau 1 :

Prévision des ventes et des besoins en énergie (en TWh)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pertes de distribution et de transport et autres éléments	12,6	12,3	12,5	12,5	12,6	12,5	12,6	12,6	12,8	12,8	12,8

- iv) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, HQD-1, Doc. 1, page 12, lignes 7-10 :

2.4.1. Prévision des besoins en énergie

Les besoins en énergie visés par le Plan, présentés au tableau 1, sont essentiellement composés des ventes d'électricité et des pertes de distribution et de transport. Le taux de pertes moyen considéré pour la période 2017 à 2026 est de 7,3 %.

Demande(s) :

- a) Veuillez expliquer comment une baisse du taux de pertes peut affecter de façon significative les besoins à long terme. Veuillez illustrer votre réponse par un exemple.

Réponse :

1 **La prévision des besoins à long terme s'appuie essentiellement sur celles de**
 2 **la consommation et du taux de pertes. Le taux de pertes prévu est revu à la**
 3 **baisse notamment en raison des taux de pertes plus faibles observés au**
 4 **cours des dernières années. Or, pour une même prévision de consommation,**
 5 **l'utilisation d'un taux de pertes prévu plus faible entraîne des besoins prévus**
 6 **également plus faibles. Par exemple, pour une consommation de 170,0 TWh,**
 7 **des taux de pertes de 7,3 % et de 7,8 % entraînent respectivement des besoins**
 8 **de 182,4 TWh et 183,3 TWh.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.2

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0008, HQD-1, Doc. 2.2, tableaux 2D-2 et 2D-3, page 57 (note : le tableau représente pour 2013, 2014 et 2015 l'impact de la normalisation (ventes publiées moins ventes normalisées) :

Écarts	2013	2014	2015
Domestique et Agricole	0,9	2,6	2,3
Général et Institutionnel	0,2	0,4	0,4
Ventes	1,3	3,2	2,9

- ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, HQD-1, Doc. 1, page 10, tableau 1 :

	2016	2017	2018	2019
Ventes régulières au Québec (TWh)	168,4	168,5	170,0	171,2
Croissance par rapport à 2016 (TWh)		0,1	1,6	2,8

- a) **Préambule :**

Les deux tableaux qui précèdent, nous permettent de constater l'importance de l'exercice de normalisation, qui dans deux des trois années montrées, dépasse la croissance prévue à l'horizon 2019.

Demande(s) :

- a) Quelles sont les températures normales de chacun des mois des années 2015, 2016, 2017, 2021 et 2026 que vous utilisez pour l'aéroport de Montréal ? Veuillez spécifier la source de cette information quant à ces températures normales et leur méthode de détermination exacte, en illustrant le calcul que vous effectuez.

Réponse :

1 La méthodologie pour établir la normale climatique est décrite à la section 2.2
2 de l'annexe 2E de la pièce HQD-1 document 2.2 (B-0007) et à la page 6 à la
3 pièce HQD-6, document 1 (B-0081) du dossier R-3864-2013, ainsi qu'aux
4 pages 17 à 19 à la pièce HQD-4, document 2.1 (B-0065) du dossier
5 R-3905-2014.

6 Les données réelles utilisées par le Distributeur proviennent des observations
7 horaires de températures des stations météorologiques de Montréal et de
8 Québec d'Environnement Canada.

9 À partir des données réelles allant de 1971 à la dernière année climatique
10 complète disponible, le Distributeur procède à une homogénéisation de la
11 série historique et ajuste les données à l'année normale voulue en fonction de
12 la tendance de réchauffement. Sur cette base, les variables climatiques
13 normales (degrés-jour de chauffage et de climatisation selon les différentes
14 bases, températures, etc.) sont définies.

15 Le tableau R-1.2-A présente la température mensuelle normale, selon une
16 pondération à parts égales des données de Montréal et de Québec, retenue
17 pour les années 2015, 2016, 2017, 2021 et 2026.

**TABLEAU R-1.2-A :
TEMPÉRATURES MENSUELLES NORMALES – MOYENNE MONTRÉAL-QUÉBEC**

En °C	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
2015	-9.1	-7.3	-1.5	6.0	13.6	18.5	21.1	19.9	15.3	8.6	2.1	-5.4
2016	-9.2	-7.4	-1.8	5.9	13.6	18.5	21.1	19.9	15.3	8.6	2.0	-5.4
2017	-9.3	-7.6	-1.9	5.9	13.7	18.5	21.0	19.9	15.4	8.6	2.0	-5.3
2021	-9.1	-7.5	-1.8	6.0	13.8	18.6	21.1	20.0	15.5	8.7	2.1	-5.2
2026	-8.9	-7.2	-1.6	6.1	13.9	18.7	21.1	20.0	15.6	8.8	2.2	-5.0

- b) Est-ce que d'autres lieux sont considérés par HQD dans son exercice de normalisation ? Si oui, veuillez indiquer quel est le rythme de réchauffement mensuel de chacun de ces lieux. Veuillez de plus fournir les températures normales de chacun des mois des années 2015, 2016, 2017, 2021 et 2026 pour chacun de ces lieux. Veuillez spécifier la source de cette information quant à ces températures normales et leur méthode de détermination exacte, en illustrant le calcul que vous effectuez.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.2-a.**

c) Veuillez nous rappeler la procédure que vous suivez pour normaliser les ventes publiées.

Réponse :

2 **Le processus de normalisation des ventes est décrit aux pages 20 et 21 de la**
3 **pièce HQD-4, document 2.1 (B-0065) du dossier R-3905-2014.**

d) Veuillez préciser si les informations fournies par les compteurs communicants sont utilisées dans l'exercice de normalisation. Si oui, veuillez préciser comment elles sont prises en compte (la méthodologie exacte que vous employez). Sinon, veuillez expliquer pourquoi vous n'utilisez pas les informations fournies par les compteurs communicants dans l'exercice de normalisation et si vous pourriez le faire à l'avenir et selon quelle méthode.

Réponse :

4 **L'information fournie par les compteurs communicants permet d'obtenir la**
5 **variation de la demande tout au long de l'année. Cette variation est utile au**
6 **modèle de normalisation, qui doit isoler les variations de la demande**
7 **attribuables aux conditions climatiques.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.3

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0008, HQD-1, Doc. 2.2, page 13 (tableau 2A-1) et page 14 (tableau 2A-2).

Demande(s) :

a) Au tableau 2.A-1, vous fournissez une prévision pour le PIB services du Québec et au tableau 2A-2, vous fournissez une prévision du secteur tertiaire de l'économie. Est-ce que ce sont des synonymes ou existe-t-il une nuance entre ces intrants ? Veuillez préciser.

Réponse :

8 **Les termes secteur tertiaire, secteur des services et industrie des services**
9 **sont des synonymes. Dans le Système de classification des industries de**
10 **l'Amérique du Nord (SCIAN), maintenant utilisé au Canada, les classes**
11 **d'industries du plus haut niveau sont appelées « secteurs ». Statistique**

- 1 Canada utilise donc le terme « secteur des services » pour désigner
2 l'ensemble des industries productrices de services (codes SCIAN 41 à 91).
3 Afin d'éviter toute confusion, le Distributeur uniformisera les tableaux pour
4 conserver uniquement le terme « secteur des services ».

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.4

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0008, HQD-1, Doc. 2.2, page 20, note ** du tableau 2A-8 :

*** La racine carrée de la moyenne du carré des écarts en pourcentage entre les ventes prévues et réelles.*

*** RCMCE = Racine ((\sum écart²) / nb)*

Demande(s) :

- a) Veuillez confirmer que l'expression RCMCE représente l'équation qui reflète la définition «La racine carrée de la moyenne du carré des écarts en pourcentage entre les ventes prévues et réelles.» Dans le cas inverse, veuillez préciser.

Réponse :

- 5 Le Distributeur le confirme.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.5

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0008, HQD-1, Doc. 2.2, page 37, tableau 2B-8 (voir la colonne horizon 4 ans) :

Écart p/r à l'État d'avancement 2015	Horizon 1 an	Horizon 2 ans	Horizon 3 ans	Horizon 4 ans
Aléa climatique				
Écart type (MW)	50	30	10	0
Coefficient de variation	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
Aléa sur la demande prévue				
Écart type (MW)	40	-30	-10	0
Coefficient de variation	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%
Aléa global				
Écart type (MW)	50	10	20	0
Coefficient de variation	0,2%	0,1%	0,1%	0,0%

Demande(s) :

- a) Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles 0 MW d'écart à l'horizon 4 ans à la fois sur l'aléa climatique et sur l'aléa sur la demande prévue entraîne un coefficient de variation 0,1% qui pourtant ne se reflète pas dans l'aléa global. Veuillez déposer un tableau rectifié le cas échéant.

Réponse :

1 **Aux fins de présentation des aléas sur la demande en puissance dans les**
2 **états d'avancement et les plans d'approvisionnement, les valeurs des écarts**
3 **types des besoins en puissance sont arrondies à la dizaine de MW tandis que**
4 **les valeurs correspondantes des coefficients de variation le sont au dixième**
5 **de point de pourcentage. Le tableau 2B-8 cité en référence i compare les**
6 **valeurs présentées, donc arrondies, selon les mêmes conventions. Ceci**
7 **explique l'incohérence apparente soulevée par l'intervenant.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.6

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0008, HQD-1, Doc. 2.2, page 63, lignes 14-19 :

Par le biais des données du chauffage électrique, principalement la consommation unitaire, le Distributeur peut intégrer l'impact de l'abaissement de température de consigne qui a été mesuré par sondage.

Quant à l'éclairage, l'efficacité de l'usage est modulée et ajustée afin de tenir compte d'un déploiement accéléré des lumières DEL, ce qui a devancé le gain d'efficacité prévu à plus long terme.

Demande(s) :

- a) Veuillez quantifier l'impact en GWh de l'abaissement de température de consigne pour les années 2017 à 2021 et pour l'année 2026.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements de la FCEI**
9 **à pièce HQD-3, document 3.**

- b) Veuillez quantifier l'impact en GWh des ampoules DEL pour les mêmes années en donnant l'information avant et après la prise en compte des effets croisés (et en indiquant l'impact de ces effets croisés).

Réponse :

1 Le Distributeur ne connaît pas l'impact en GWh spécifique au déploiement des
2 ampoules DEL. Aux fins de la prévision, le Distributeur intègre des
3 hypothèses d'évolution de l'intensité énergétique de l'usage éclairage. La
4 baisse attendue de l'intensité de l'éclairage inclut donc implicitement le
5 déploiement des ampoules DEL.

6 Le tableau R-1.6-b donne une estimation de l'impact sur les ventes
7 résidentielles de l'évolution de l'intensité énergétique de l'éclairage par
8 rapport à l'année de référence 2015.

TABLEAU R-1.6-B :
IMPACTS DE L'ÉVOLUTION DE L'INTENSITÉ DE L'ÉCLAIRAGE
PAR RAPPORT À L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE 2015

En GWh	2017	2018	2019	2020	2021	2026
Impact sans effets croisés	-690	-880	-1 040	-1 190	-1 340	-1 900
Impact après effets croisés	-420	-540	-630	-720	-810	-1 160
Effets croisés dus à l'éclairage	270	340	410	470	530	740

1.2 Le plan d'approvisionnement en réseau intégré

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.7

Référence(s) :

- i) HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, HQD-1, Doc. 1, page 25, lignes 20-28 :

*Enfin, le Distributeur a entamé des travaux pour réévaluer la contribution en puissance des éoliennes au critère de fiabilité en puissance. Un mandat a été octroyé à une firme pour la reconstitution de séries historiques de production éolienne. Les travaux de modélisation sont en cours et le Distributeur déposera les résultats de la réévaluation d'ici le prochain plan d'approvisionnement. Pour le Plan, **le Distributeur maintient une contribution en puissance des éoliennes de 30 % de la capacité installée.** Le Distributeur souligne que l'évaluation de cette contribution n'a pas d'impact sur son bilan, car c'est la garantie de puissance fournie par le service d'intégration éolienne qui y est inscrite, laquelle s'établit en hiver à 40 % de la capacité éolienne en service commercial.*

[Souligné en caractère gras par nous]

- ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, HQD-1, Doc. 1, page 19, tableau 7, Bilan en puissance (en MW), ligne « Éolien » :

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	-	-	-	-	--	-	-	-	-	-
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Éolien (4 000 MW) (1)	1319	1484	1484	1484	1484	1484	1484	1484	1484	1484

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

Demande(s) :

- a) Selon la référence i) Il semble y avoir une différence entre l'inscription au plan du Distributeur de 30 % pour l'énergie éolienne et la valeur garantie de 40% fournie par le Producteur. Il semble également y avoir une différence avec la valeur fournie à la référence ii). Le Distributeur peut-il expliquer et justifier chacune de ces deux différences.

Réponse :

1 **Comme indiqué aux références i et ii, le bilan en puissance présente la**
 2 **puissance garantie pour le service d'intégration éolienne, laquelle correspond**
 3 **à 40 % de la capacité éolienne en service commercial. La valeur de 30 % de la**
 4 **référence i correspond à la valeur de la puissance disponible à la pointe**
 5 **estimée à partir de données historiques.**

- b) Quel est l'utilité pour le Distributeur de payer une étude dont les résultats risqueraient de compromettre la valeur de 40 % de l'engagement du Producteur dont bénéficie le Distributeur ? Est-ce que le Distributeur espère obtenir un résultat au-delà de 40 % ?

Réponse :

6 **Le Distributeur aspire à connaître le plus précisément possible les ressources**
 7 **à sa disposition. La valeur de 40 %, garantie par contrat, n'est pas**
 8 **compromise.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.8

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0080, HQD-4, Doc. 4, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPri/R-3980-2016-B-0021-Demande-Piece-2016_07_29.pdf , Annexe A, Coûts évités par usages et par catégories de clients (2017 à 2026).
- ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (témoin Monsieur Richard Lagrange)**, Dossier R-3972-2016, Pièce A-0025, n.s. 14 février 2016, [http://publicsde.regie-](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPri/R-3972-2016-A-0025-14-fevrier-2016.pdf)

energie.gc.ca/projets/374/DocPri/R-3972-2016-A-0025-Audi-NS-2017_02_15.pdf ,
page 211, lignes 7-8 :

Nous, ce qui coûte très cher à Hydro-Québec, vous le savez, c'est la fine pointe.

- iii) **CENTRE HÉLIOS (M. Philip Raphals) pour le RNCREQ**, Dossier R-3972-2016, Pièce C-RNCREQ-0003, Rapport, 18 janvier 2017, http://publicsde.regie-energie.gc.ca/projets/374/DocPri/R-3972-2016-C-RNCREQ-0003-Preuve-Memoire-2017_01_18.pdf :

Page 8 :

*[...] la tarification de la puissance dans le tarif D n'est probablement pas une bonne solution, en présumant qu'elle sera basée, comme les autres tarifs binômes, sur la consommation maximale du client durant l'année, ou même durant le mois. En effet, **étant donné le profil des coûts marginaux d'HQD, il semble clair que c'est seulement la consommation à la pointe du réseau qui est problématique.** Ainsi, si le but est de structurer le tarif en fonction des coûts imposés au Distributeur, on doit tarifier en fonction de présence sur la pointe coïncidente du réseau, et non pas en fonction de la charge maximale du client.*

*La charge maximale d'un consommateur résidentiel TAE aura lieu généralement lorsque l'ensemble de ses appareils de chauffage fonctionne simultanément. Il ne serait pas surprenant que cela arrive de temps à autre pendant la saison de chauffe, ce qui implique que le client résidentiel typique payerait généralement le tarif de puissance à la hauteur de ses équipements de chauffe. Le fait de remplacer le tarif D par un tarif binôme (demande-énergie) ne créera pas, en soi, d'incitatif significatif pour déplacer cet appel de puissance individuel pour qu'il ne coïncide pas avec la pointe du réseau, et ainsi réduire la charge aux heures de la fine pointe. Pour ce faire, il faut regarder plutôt des approches de tarification dynamique, notamment celle de **critical peak pricing**.*

2.2.1 Critical peak pricing

*Christensen¹ introduit les notions de **critical peak pricing (CPP)** et sa **variante peak-time rebate (PTR)**, à la page 10 de son rapport, en faisant un lien intéressant avec le tarif DT, qu'il présente comme un tarif CPP qui utilise la température extérieure comme proxy pour le coût marginal. Aux pages 14-15, il explore l'idée davantage, en lien avec un projet pilote sous étude par HQD sur le fuel switching par contrôle direct.*

¹ N.D.L.R. : CHRISTENSEN ASSOCIATES ENERGY CONSULTING, LLC pour HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3972-2016 de la Régie de l'énergie, Pièce C-HQD-0005, HQD-2, Doc. 1, A Review of the Retail Tariffs of Hydro-Québec Distribution, December 15, 2016, http://publicsde.regie-energie.gc.ca/projets/374/DocPri/R-3972-2016-C-HQD-0005-Rapports-Dec-2016_12_20.pdf .

Page 9 :

Autrement dit, la tarification à la pointe (Gonzalez², p. 13) est très différente — et beaucoup plus pertinente — de la tarification de la puissance, telle que proposée par Pineau³ (p. 51). Mentionnons à cet égard que Christensen a identifié seulement six exemples (mis à part le tarif DP d'HQD) de la tarification de la puissance en tarifs résidentiels — tous aux États-Unis et surtout dans des tarifs facultatifs sans participation importante (p. 9).

Page 11 :

À notre connaissance, HQD n'a jamais produit une étude de son coût marginal pendant les heures de plus grande charge. Il y a plusieurs indications que ce coût marginal est très élevé.

Page 13 :

Afin de guider le développement des outils tarifaires et autres pour la réduction de la demande de pointe, HQD devrait produire une étude détaillée sur ses coûts marginaux pendant ses propres heures de plus grande charge.

Demande(s) :

- a) Veuillez indiquer, en le justifiant et en fournissant des références au soutien, le nombre d'heures annuelles qui doivent être considérées comme la fine pointe, au sens des références ii et iii et aux fins de la planification des approvisionnements du réseau intégré de HQD.

Réponse :

1 **À la référence ii, les fines pointes sont définies comme étant les quelques**
2 **heures très ciblées d'une journée où la consommation d'électricité atteint**
3 **généralement son maximum, soit entre 6 et 8 heures le matin et entre 17 et 19**
4 **heures le soir.**

5 **Sur une base annuelle, le Distributeur réfère habituellement à la fine pointe**
6 **comme étant les 300 heures de plus forte charge, définition utilisée**
7 **notamment dans l'entente globale cadre (voir la section 3.1.1 de la**
8 **pièce HQD-1, document 1 [B-0006]).**

² N.D.L.R. : **Patrick GONZÁLEZ**, Dossier R-3972-2016 de la Régie de l'énergie, Pièce A-0010, *Intégration des nouvelles technologies en énergie*, CREATE, Université Laval, Décembre 2016, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/374/DocPrj/R-3972-2016-A-0010-Rapports-Dec-2016_12_20.pdf.

³ N.D.L.R. : **Pierre-Olivier PINEAU, Simon LANGLOIS-BERTRAND**, Dossier R-3972-2016 de la Régie de l'énergie, Pièce A-0008, *Électricité - Structures et options tarifaires (thème 1). Balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité et pistes de solution. Rapport*, 15 décembre 2016, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/374/DocPrj/R-3972-2016-A-0008-Rapports-Dec-2016_12_20.pdf.

- b) Veuillez déposer une nouvelle version de chacun des tableaux de la référence (i) en les ventilant de manière à différencier, dans chaque cas, le coût marginal des heures de fine pointe dont vous avez identifié le nombre dans votre réponse (a) ci-dessus et, séparément, le coût marginal des autres heures de l'année. (Note : la moyenne pondérée devant donner les coûts marginaux qui figurent déjà dans vos tableaux de la référence i)

Réponse :

- 1 **Le nombre d'heures de fine pointe est dépendant de la température réelle. Or,**
2 **le calcul des coûts évités ne tient pas compte des heures de fine pointe mais**
3 **plutôt des heures de pointe et hors-pointe dans un contexte de conditions**
4 **climatiques normales.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.9**Référence(s) :**

- i) **HYDRO SHERBROOKE,** Rapport annuel 2015,
[https://www.ville.sherbrooke.qc.ca/fileadmin/fichiers/HydroSherbrooke/Rapport/RAPP
ORT_ANNUEL_2015.pdf](https://www.ville.sherbrooke.qc.ca/fileadmin/fichiers/HydroSherbrooke/Rapport/RAPP
ORT_ANNUEL_2015.pdf), page 30 :

Le programme d'utilisation des génératrices d'urgence permet aux participants de réduire leurs coûts de maintenance en bénéficiant d'une compensation financière proportionnelle à la quantité d'énergie fournie par leur génératrice, et ce, tout en améliorant la fiabilité de leur alimentation électrique d'urgence. En période de pointe, le Service d'Hydro-Sherbrooke fait démarrer automatiquement, et à distance, les génératrices des adhérents au programme. Ceci permet au Service de diminuer les coûts associés aux pointes d'appels de puissance et ainsi réduire sa facture énergétique.

En décembre 2015, au total 23 parcs de génératrices d'urgence étaient mis à contribution.

Demande(s) :

- a) Nous comprenons qu'Hydro-Sherbrooke est également un client du Distributeur. Est-ce que le Distributeur sait depuis combien de temps ce programme présenté à la référence ii) est en vigueur à Hydro-Sherbrooke et, pour chaque année, les charges contractées, le nombre d'utilisations et la charge utilisée ?

Réponse :

- 5 **Le Distributeur ne possède pas l'information demandée.**

- b) Veuillez présenter l'historique de l'utilisation, par les clients, de l'option tarifaire de fournir au réseau intégré l'usage de leur génératrice en période de pointe (pour les différentes années, le nombre de clients et la charge contractée, le nombre d'utilisations et la charge utilisée).

Réponse :

1 **Le Distributeur ne possède pas l'information demandée.**

2. LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026 D'HQD POUR SES RÉSEAUX AUTONOMES

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.10

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Doc. 1, page 6, lignes 7-9 :

De plus, des génératrices mobiles ont été installées en 2015 et 2016 dans les réseaux de Kangiqsujuaq, Kuujuarapik et Schefferville, et ce, afin d'assurer le respect du critère de fiabilité en puissance.

- ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Doc. 1, page 14, lignes 30-33 :

Par ailleurs, dans le but d'élargir son portefeuille de moyens afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation des réseaux autonomes tout en minimisant les coûts, le Distributeur a annoncé sa volonté de réaliser un projet pilote au Nunavik avec les clients propriétaires de génératrices.

- iii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Doc. 1, page 6, lignes 10-13 :

Par ailleurs, le Distributeur a développé un plan d'actions visant une conversion totale ou partielle des réseaux vers des sources d'énergie moins chères et ayant une empreinte environnementale plus faible. L'objectif est de procéder à des appels de propositions pour l'ensemble des réseaux d'ici 2020.

Demande(s) :

- a) Dans les réseaux autonomes de HQD (incluant mais non exclusivement ceux cités en référence i), veuillez énumérer les génératrices n'appartenant pas au Distributeur. Veuillez spécifier chaque cas la puissance installée, le réseau autonome, le propriétaire ou client visé, l'usage qui en est fait par ce propriétaire ou client (la charge desservie en puissance et en énergie).

Réponse :

1 **Voir la réponse du Distributeur en suivi de la décision D-2015-013 à**
2 **l'annexe 4-C de la pièce HQD-2, document 2 (B-0011).**

b) Quant à chacune de ces génératrices, est-ce que le Distributeur a songé à les utiliser (ou les utilise déjà – auquel cas veuillez spécifier les dates) et, si oui, pour quel usage. Veuillez spécifier chaque cas la puissance installée, le réseau autonome, le propriétaire ou client visé, l'usage qui en est fait par le Distributeur (la charge desservie en puissance et en énergie).

Réponse :

3 **Deux sites de clients sont inscrits au projet pilote de génératrices privés dans**
4 **le réseau du Nunavik, soit à Kangiqsujaq et Kuujjuarapik. Les tests réalisés à**
5 **ce jour ont permis de valider le processus de communication avec les clients**
6 **et de mesurer l'effacement effectif pour l'un des sites.**

7 **Voir également la réponse du Distributeur en suivi de la décision D-2015-013 à**
8 **l'annexe 4-C de la pièce HQD-2, document 2 (B-0011).**

c) S'il a songé à les utiliser, quelles sont les actions entreprises par le Distributeur dans chaque cas et à quelles dates ?

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 1.10-b.**

d) En relation avec la référence ii), pourquoi le Distributeur considère-t-il qu'il est nécessaire de procéder à un projet pilote, vu qu'une option tarifaire de génératrice d'urgence existe déjà pour certains clients dans le Tarif de HQD et est également offerte par d'autres réseaux tels hydro-Sherbrooke? Quelle information nouvelle le Distributeur cherche-t-il à obtenir d'un tel projet-pilote ?

Réponse :

10 **Le projet pilote visait, entre autres, à mesurer l'intérêt des clients à participer**
11 **à une offre commerciale visant leur génératrices, de même qu'à identifier les**
12 **paramètres commerciaux favorisant l'adhésion des clients.**

13 **Voir également le premier paragraphe de la réponse à la question 12.11 de la**
14 **demande de renseignement n° 1 de la FCEI à la pièce HQD-16, document 6.1**
15 **(B-0081) du dossier R-3980-2016.**

- e) Veuillez confirmer que, lorsque HQD utilise des génératrices mobiles qu'elle installe elle-même ou qu'elle utilise des génératrices appartenant à d'autres, cela a pour effet de retarder l'ordre séquentiel selon lequel les réseaux autonomes visés deviendront approvisionnés des sources d'énergie moins chères et ayant une empreinte environnementale plus faible.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.10 du GRAME à la pièce HQD-3, document 4.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.11

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Doc. 1, page 11, lignes 20-23 :

Le Distributeur procédera en novembre 2016 au lancement d'un appel de propositions visant l'acquisition d'un contrat d'achat d'énergie électrique produite à partir de biomasse forestière permettant, d'une part, de réduire les coûts et son empreinte environnementale, et d'autre part, de valoriser la biomasse de la scierie d'Opitciwan.

Demande(s) :

- a) Est ce que le Distributeur compte inscrire cette centrale de biomasse à son bilan de puissance garantie à Opitciwan?

Réponse :

1 **L'appel de propositions A/P 2016-01 cible un approvisionnement en énergie.**

- b) Si oui, est ce que l'appel de proposition citée à la référence i) prévoit un paiement pour la fourniture de cette puissance garantie?

Réponse :

2 **Sans objet.**

- c) Si non, comment le Distributeur entend-il combler le déficit de puissance garantie?

Réponse :

3 **Sur la période du Plan, il n'y a pas de déficit de puissance pour le réseau**
4 **d'Obedjiwan.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.12

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, Doc. 2, page 73, Tableau 3B-5.2, Bilan en puissance d'Opitciwan (Obedjiwan) :

TABLEAU 3B-5.2 - BILAN EN PUISSANCE – OBEDJIWAN (en MW)

b)	c) 016/17	d) 017/18	e) 018/19	f) 019/20	g) 020/21	h) 021/22	i) 022/23	j) 023/24	k) 024/25	l) 025/26
Besoins en puissance à la pointe	3,20	3,24	3,29	3,34	3,39	3,43	3,47	3,51	3,55	3,60
Puissance installée	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90
Puissance garantie (1)	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74
Réserve en puissance	0,54	0,49	0,44	0,40	0,35	0,31	0,26	0,22	0,18	0,14

(1) Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

Demande(s) :

- a) Veuillez indiquer quelle serait la puissance garantie d'Opticiwan (Obedjiwan) sans l'option de puissance interruptible.

Réponse :

1 **Les caractéristiques des équipements de production, dont l'impact de l'option**
 2 **d'électricité interruptible, sont disponibles au tableau 3C-1 (page 77) de la**
 3 **pièce HQD-2, document 2 (B-0011).**

- b) Veuillez indiquer quelle est la puissance garantie fournie à Opticiwan (Obedjiwan) l'option de puissance interruptible.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 1.12-a.**

- c) Quelle est la puissance estimée de la nouvelle centrale de biomasse en instance d'approvisionnement par le Distributeur à Opticiwan (Obedjiwan) et quelle est la date actuellement prévue de mise en service selon la plus récente estimation du Distributeur ?

Réponse :

5 **Il n'y a pas d'exigences relatives à la puissance des équipements.**
 6 **La date garantie de début des livraisons ne doit pas être postérieure au**
 7 **1^{er} décembre 2020. À cet effet voir la page 5 du document d'appel de**
 8 **propositions A/P 2016-01, disponible à l'adresse suivante :**

1 [http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois/ap-](http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf)
2 [201601/documents/ap-2016-01.pdf](http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf)

- d) Est-ce que le tableau en référence tient compte de la puissance fournie par cette centrale de biomasse en instance d'approvisionnement par le Distributeur, et si oui à partir de quand ?

Réponse :

3 **Sans objet. Voir la réponse à la question 1.11-a.**

- e) Est-ce que la puissance interruptible mentionnée au tableau en référence fait partie de l'appel de proposition en cours ? Sinon, comment est-elle sollicitée par le Distributeur ?

Réponse :

4 **L'électricité interruptible ne fait pas partie de l'appel de propositions en cours.**
5 **Il s'agit de l'option applicable aux réseaux autonomes prévue au chapitre 7**
6 **des Tarifs d'électricité.**

- f) Selon le Distributeur est ce que l'option de puissance interruptible sera encore proposée après la mise en service de la nouvelle centrale de biomasse à Opitciwan ?

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 1.12-e.**

- g) Selon le Distributeur est ce qu'il est probable que le client acceptera encore cette option de puissance interruptible?

Réponse :

8 **Bien que le client adhère à l'option interruptible depuis 2012, le Distributeur**
9 **ne peut présumer de sa décision pour les années à venir.**

- h) Pour compléter la preuve du Distributeur veuillez déposer publiquement au présent dossier l'appel de proposition émis par le Distributeur (et toute autre sollicitation émise par le Distributeur) tant pour la centrale de biomasse à Opitciwan que pour l'option de puissance interruptible dans ce réseau, en y adjoignant toute annexe, addendum, amendement et réponse aux questions des fournisseurs éventuellement intéressés. SVP, veuillez ne pas simplement référer à une page du site Internet d'Hydro-Québec où ces documents seraient (en tout ou en partie) temporairement disponibles, vu que de telles pages du site d'Hydro-Québec sont habituellement éphémères et rapidement supprimées du site lorsque l'appel de propositions est complété.

Réponse :

1 Tous les documents relatifs à l'appel de propositions A/P 2016-01 sont
 2 disponibles publiquement sur le site d'Hydro-Québec en date du dépôt de la
 3 présente pièce. Le Distributeur invite respectueusement l'intervenante à
 4 télécharger les documents qu'elle juge pertinents au présent dossier et à les
 5 déposer en support de sa preuve, le cas échéant.

6 <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/documents.html>
 7

Et manque de fiabilité

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.13

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, Doc. 2, page 77, Tableau 3C-1, colonne âge moyen des groupes en heures, centrales de Ivujivik et de Umiujaq :

Ivujivik	3	1 x 250, 2 x 365	980	0	1985	14 292
Umiujaq	3	1 x 250, 2 x 400	1 050	0	1988	44 553

ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3864-2013, Pièce B-0011, HQD-2, Document 2, page 73, Tableau 3.1, colonne âge moyen des groupes en heures, centrales d'Ivujivik et d'Umiujaq :

Ivujivik	3	1 x 250, 2 x 365	980	léger #2	1985	24 523
Umiujaq	3	1 x 250, 2 x 400	1 050	léger #2	1988	57 785

Demande(s) :

a) Veuillez expliquer la diminution du nombre d'heures pour ces deux centrales vu que le tableau au dossier R-3864-2013 (référence ii) montre l'âge des groupes en 2012 et que le tableau au dossier R-3986-2016 (référence i) montre l'âge des groupes en 2015.

Réponse :

8 À la suite de bris, le moteur n° 2 de la centrale d'Umiujaq a été remplacé, ainsi
 9 que le moteur n° 3 de celle d'Ivujivik.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.14

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, Doc. 2, page 77, Tableau 3C-1, colonne puissance garantie, centrales de Lac Robertson (pour des réseaux de la Basse-Côte-Nord) et de Menihék TNL (pour le réseau de Schefferville) :

Lac Robertson	2	2 x 10800	21 600	hydraulique	20 070
Menihék	3	2 x 4500 1 x 8000	17 000	hydraulique	8 100

Demande(s) :

- a) Du tableau en référence, il appert que la puissance garantie de la centrale de Menihék répond à l'équation puissance installée 17 000 kW moins le plus gros groupe 8 000 kW multiplié par 0,9, et on obtient le 8 100 kW indiqué. Mais alors, qu'en est-il de la centrale de Lac Robinson, vu que la même formule donnerait 9 720 kW ((21600-10800) x 0,9) alors que la puissance garantie montrée au tableau est au contraire de 20 070 kW ? Cette puissance garantie de Lac Robertson tient-elle compte des groupes de Blanc Sablon et de La Tabatière

Réponse :

- 1 **La puissance garantie du réseau de Lac-Robertson inclut les capacités des**
2 **centrales de Blanc-Sablon et de La Tabatière.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.15

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Doc. 1, page 9, Tableau 3.

Demande(s) :

- a) Veuillez expliquer pourquoi la centrale Cap-aux-Meules voit sa marge de manœuvre augmenter de 20 kW en 2025-2026.

Réponse :

- 3 **La marge de manœuvre provient de l'écart entre la puissance garantie et la**
4 **prévision des besoins en puissance. La légère baisse de la prévision des**
5 **besoins en puissance à la pointe 2025-2026 par rapport à celle de 2024-2025**
6 **explique l'augmentation de la marge de manœuvre. Le tableau 3B-1.1 à la**
7 **page 69 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0011) présente le détail des calculs.**

- b) Pour compléter la preuve du Distributeur veuillez déposer publiquement au présent dossier l'appel de proposition émis par le Distributeur (et toute autre sollicitation émise par le Distributeur) pour de nouveaux approvisionnements aux Îles-de-la-Madeleine, en y adjoignant toute annexe, addenda, amendement et réponse aux questions des fournisseurs éventuellement intéressés. SVP, veuillez ne pas simplement référer à une page du site Internet d'Hydro-Québec où ces documents seraient (en tout ou en partie) temporairement disponibles, vu que de telles pages du site d'Hydro-Québec sont habituellement éphémères et rapidement supprimées du site lorsque l'appel de propositions est complété.

Réponse :

- 1 **Tous les documents relatifs à l'appel de propositions A/P 2015-01 sont**
2 **disponibles publiquement sur le site d'Hydro-Québec en date du dépôt de la**
3 **présente pièce. Le Distributeur invite respectueusement l'intervenante à**
4 **télécharger les documents qu'elle juge pertinents au présent dossier et à les**
5 **déposer en support de sa preuve, le cas échéant.**
6 [http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-](http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201501/documents.html)
7 [201501/documents.html](http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201501/documents.html)

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.16**Référence(s) :**

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Doc. 1, page 12, tableau 4: Calendrier de lancement des appels de proposition :
- ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Document 1, page 10, lignes 6 et 7 et note infrapaginale :
- Ce nouveau processus, ainsi qu'un calendrier préliminaire, ont été présentés dans le cadre du Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec1.
1- Voir page 24*
- iii) **HYDRO-QUÉBEC**, Plan Stratégique 2016-2020, page 24, Conversion des réseaux, Calendrier de lancement des appels de proposition.
- iv) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Doc. 1, page 3, Tableau 3, Bilan de Puissance par réseaux.

Préambule :

Dans les deux références i) et iii) l'ordre de réalisation des appels de proposition est approximativement conservé dans tous les cas sauf pour Kuujuarapik et dans la référence iv) du bilan de puissance on peut voir que les deux villages qui ont reçu des génératrices d'urgence Tasiujaq et Kangiqsujaq ont conservé leur priorité dans la référence i) de la

preuve par rapport au Plan Stratégique alors que le village de Kuujuarapik qui a aussi reçu une génératrice d'urgence a vu sa priorité reportée dans le dernier groupe dans la référence i) de la preuve du Distributeur alors que dans le Plan Stratégique ce village était en première priorité avec les Îles de la Madeleine.

Demande(s) :

- a) Veuillez expliquer les motifs autres que l'ajout d'une génératrice d'urgence qui justifie ce changement de niveau de priorité.

Réponse :

1 **La centrale de Tasiujaq a atteint la fin de sa vie utile et, dans ce contexte, un**
2 **appel d'intérêt a été lancé en 2016 afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation**
3 **électrique de ce réseau. Pour les autres réseaux du Nunavik, un calendrier de**
4 **lancement des appels de propositions en deux phases est proposé par le**
5 **Distributeur aux communautés concernées. Le regroupement proposé est**
6 **basé sur un découpage géographique et les discussions avec les parties**
7 **prenantes présentement en cours pourraient amener à modifier ce critère. En**
8 **parallèle, le Distributeur doit assurer la fiabilité de l'alimentation électrique et**
9 **à moindres coûts. C'est ainsi que l'utilisation de génératrices mobiles permet**
10 **de reporter l'ajout d'équipements de production permanents procurant une**
11 **puissance garantie afin de combler les déficits en puissance.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.17

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Doc. 1, page 15, ligne 14-15 :

Concernant le stockage d'énergie, le Distributeur étudiera la possibilité de réaliser un projet pilote d'implantation d'unités de stockage.

Demande(s) :

- a) Quelle technologie sera privilégiée pour l'implantation d'unités de stockage d'énergie?

Réponse :

12 **Le choix de la technologie à privilégier, du site ainsi que le processus**
13 **demeurent à définir.**

b) Dans quel réseau autonome le Distributeur entend-il réaliser ce projet pilote ?

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.17-a.**

c) Plus généralement, veuillez décrire le processus du Distributeur et les dates envisagées pour sélectionner la technologie de stockage retenue et le réseau autonome retenu.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 1.17-a.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.18

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, Document 2, page 15, item 4 :

<p>4. COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS</p> <p>[377] Fournir, dans les plans d'approvisionnement futurs, le coût de revient moyen ainsi que le coût d'entretien et d'exploitation de chaque réseau autonome, pour l'année précédant le dépôt du plan d'approvisionnement. Comparer ces coûts à ceux de différentes formes d'énergie de remplacement.</p>	<p>Dans le contexte d'appels de propositions prévus et dans le but de favoriser la concurrence, le Distributeur ne procédera pas à la mise-à-jour du coût de revient.</p>
---	---

Demande(s) :

a) Veuillez déposer la mise à jour du prix de revient par village comme demandé par la Régie dans sa décision D-2015-013 au paragraphe 377.

Réponse :

3 **Le Distributeur déposera à la Régie, conformément à la décision D-2017-006**
4 **(paragraphe 72), un calendrier concernant la réalisation du balisage demandé.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.19

Référence(s) :

- i) **ICF INTERNATIONAL for HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0019, HQD-2, Doc. 2.3, *Methodology for calculating avoided cost in non-integrated area*, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPrj/R-3986-2016-B-0019-Demande-Piece-2016_12_05.pdf (également reproduit à: **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0080, HQD-4, Doc. 4, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPrj/R-3980-2016-B-0021-Demande-Piece-2016_07_29.pdf , Annexe B), page 5 :

Objectives

The purpose of this study is to recommend a methodology for calculating avoided costs in Quebec's NIAs. In Quebec, avoided costs are used to support decision making regarding expenses in DSM programs and in development projects that may alter HQD's capital expenditure requirements. For development projects led and financed by independent developers, avoided costs are used as a maximum threshold in power purchase price negotiation.

- ii) **ICF INTERNATIONAL for HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0019, HQD-2, Doc. 2.3, *Methodology for calculating avoided cost in non-integrated area*, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPrj/R-3986-2016-B-0019-Demande-Piece-2016_12_05.pdf (également reproduit à: **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0080, HQD-4, Doc. 4, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPrj/R-3980-2016-B-0021-Demande-Piece-2016_07_29.pdf , Annexe B), page 15 :

Table 2 Summary of avoided cost components – Investment projects

QUEBEC

Not applicable. HQD does not use avoided cost for power purchase price negotiation.

Demande(s) :

- a) Les deux citations précédentes de l'étude de balisage de la firme ICF International se contredisent. Le Distributeur peut-il préciser quel est sa politique concernant l'usage des coûts évités dans les négociations de projets.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur rappelle que le coût évité est une balise visant à identifier les**
2 **projets susceptibles d'être analysés. Les projets retenus à la suite d'un appel**
3 **de propositions feront l'objet d'une analyse détaillée, afin de déterminer la**
4 **solution à moindre coût.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.20**Référence(s) :**

- i) **ICF INTERNATIONAL for HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0019, HQD-2, Doc. 2.3 *Methodology for calculating avoided cost in non-integrated area*, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPri/R-3986-2016-B-0019-Demande-Piece-2016_12_05.pdf (également reproduit à: **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0080, HQD-4, Doc. 4, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPri/R-3980-2016-B-0021-Demande-Piece-2016_07_29.pdf , Annexe B), page 27 :

When transport and storage are the responsibility of fuel suppliers as they are in Quebec, these costs are included in the fuel price. The utility must ensure that fluctuations in the cost of fuel as well as the cost of transport and storage are all contained in the forecast used to compute the avoided cost.

- ii) **ICF INTERNATIONAL for HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0019, HQD-2, Doc. 2.3 *Methodology for calculating avoided cost in non-integrated area*, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPri/R-3986-2016-B-0019-Demande-Piece-2016_12_05.pdf (également reproduit à: **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0080, HQD-4, Doc. 4, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPri/R-3980-2016-B-0021-Demande-Piece-2016_07_29.pdf , Annexe B), page 29 :

Investment in fuel tanks: Similarly, ICF recommends not including the deferral of investment in fuel tanks as an avoided cost because the expenditures associated with fuel storage are passed to HQD through the price of fuel.

iii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0039, HQD-9, Doc. 5, Investissements Annexe C, page 35 :

TABLEAU C-1 :
INVESTISSEMENTS EN MAINTIEN DES ACTIFS DANS LES RÉSEAUX
AUTONOMES (M\$)

Projets et activités	Année historique 2015	Autorisé 2016 (D-022)	Année de base 2016	Année témoin 2017
Centrales de production				
Parc à carburant (Obedjiwan)	2,1		2,5	
Parc à carburant (Ivujivik)	0,2	2,3	2,7	0,6
Parc à carburant (La Romaine)		3,1	0,2	2,1
Parc à carburant (Tasiujaq)		2,3	0,1	1,2
Parc à carburant (Inukjuak)	1,8		0,8	
Parc à carburant (Kangiŕsualujjuaq)	0,2	2,3	3,2	0,1
Parc à carburant (Aupaluk)	1,8		1,2	
Parc à carburant (Île-d'entrée)	0,1		2,4	
Parc à carburant (Umiujaq)	2,0		1,2	
Parc à carburant (Purvirnituk)		0,5	0,1	1,0
Abri à carburant (Quaqtaq)			0,2	1,6
Réhabilitation de l'oléoduc de Cap-aux-Meules	3,1		0,5	
Système de levage à l'évacuateur de crues (Schefferville)	0,3	0,4	0,5	0,4
Système de commande manuelle (Iles-de-la-Madeleine)	0,2	0,1	0,7	1,6
Poutrelles du pertuis (Schefferville)	2,1	2,2	1,7	0,8
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis (Schefferville)			0,3	1,0
Remplacement des câbles de puissance et commande (Schefferville)	0,1	1,2	0,3	2,2
Remplacement des auxiliaires de centrale (Schefferville)	0,0	1,0	0,4	2,0
Avant-projets (projets majeurs Schefferville)			0,5	3,5
Autres ¹	6,0	8,5	8,4	5,0
Total	20.0	23.9	27.9	23.3

Demande(s) :

a) Veuillez préciser et expliquer les affirmations des deux références i) et ii) à l'effet que le coût des parcs à carburant est inclus dans le coût du combustible en relation avec la référence iii) qui montre des investissements important du Distributeur pour les parcs à carburant.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements du**
2 **GRAMÉ à la pièce HQD-3, document 4.**

3 **Par ailleurs, les coûts associés aux parcs à carburant de la référence iii sont**
4 **liés à la pérennité des équipements ou à de nouvelles normes auxquelles les**

- 1 parcs à carburant doivent se conformer. À cet effet, voir les réponses aux
2 questions 25.2 et 44.2 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la
3 pièce HQD-16, document 1.2 (B-0075) du dossier R-3933-2015.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.21

Référence(s) :

- i) **ICF INTERNATIONAL for HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0019, HQD-2, Doc. 2.3, *Methodology for calculating avoided cost in non-integrated area*, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPrj/R-3986-2016-B-0019-Demande-Piece-2016_12_05.pdf (également reproduit à: **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0080, HQD-4, Doc. 4, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPrj/R-3980-2016-B-0021-Demande-Piece-2016_07_29.pdf , Annexe B), page 8 :

*In general, utility avoided costs have several components including: electric energy (kWh), roughly the short-run variable costs of generation; capacity (kW), **considered the contribution to enhancement of the utility's system reliability**; and transmission and distribution, equivalent to the costs associated with maintenance and operation of the T&D system serving the area (see section 1.1.3). In cases of deferred investment, the avoided costs include not only the capital cost of a new resource, but also the financing, corporate income tax (when applicable), and regulated rate of return, i.e. the revenue requirements. Costs are avoided when alternative actions offset operational expenditures or reduce the planned capital expenditures. Both DSM and investment projects may have an impact on planned capital expenditures. [Souligné en caractère gras par nous]*

- i) **ICF INTERNATIONAL for HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0019, HQD-2, Doc. 2.3, *Methodology for calculating avoided cost in non-integrated area*, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPrj/R-3986-2016-B-0019-Demande-Piece-2016_12_05.pdf (également reproduit à: **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0080, HQD-4, Doc. 4, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPrj/R-3980-2016-B-0021-Demande-Piece-2016_07_29.pdf , Annexe B), page 11 :

*Avoided capacity installation due to demand growth is often referred to as avoided capacity cost. Avoided capacity cost can be turned into a marginal rate, in \$ per kW per year. **Other avoided capital expenditures are generally not turned into a rate, and are instead included in cost-benefit analyses as a present worth.***

Demande(s) :

- a) This question is not addressed to Hydro-Québec but to ICF International. In certain non-integrated areas of Hydro-Québec Distribution (HQD), it has been observed that service under the existing equipments is of poor quality (reliability deficiencies, harmonics, etc.) and therefore that improvements to these equipments would be required whether or not a new source of supply is contracted by HQD for these areas. In such areas, it has also been observed that HQD has asked, in its request for proposals, that eventual new suppliers also correct these deficiencies in the existing grids, in order to provide better quality of service. In such circumstances, how should we apply avoided costs, given that the cost of improving the existing equipments might not be the same as the cost to be incurred by future suppliers to improve quality of service through their own new equipments ? We also need to take into account the facts that a) the cost of improving the existing equipments might not be available and that b) the part of the cost of the new equipments that would serve to improve quality of service might also be difficult to separate from the rest of the costs.

Réponse d'ICF International :

1 **The cost of improving the existing equipment to correct pre-existing power**
2 **quality issues should be included in the DRR method as a cost, in present**
3 **value, under the base-case scenario. The total cost of the base case is to be**
4 **compared against the total cost of the solution proposed by the new**
5 **suppliers, provided that: (i) the power quality issues that are being fixed were**
6 **pre-existing power quality issues and are not new power quality issues that**
7 **are introduced by the new form of supply, and (ii) the pre-existing power**
8 **quality issues can actually be solved by the new suppliers. For instance, if the**
9 **distribution infrastructure itself (wires, poles, cap banks, pole switches etc.) is**
10 **reaching the end of its lifetime, we assume the distribution infrastructure**
11 **would have to be replaced in both the base case and the alternative scenario,**
12 **leading to no avoided cost (we are assuming that the new suppliers**
13 **envisioned by HQD would not propose behind-the-meter solutions.)**

14 **Furthermore, any base-case projects aimed at solving existing power quality**
15 **issues may also yield fuel and/or operation and maintenance cost savings.**
16 **These savings should be taken into account in calculating the present value**
17 **of the base-case scenario.**

18 **If the cost of improving the existing equipment is not available AND cannot be**
19 **estimated, then it will not be possible to estimate the avoided costs**
20 **associated with reliability. Having a cost estimate of the capital expenditure is**
21 **a key component of the DRR method. We are not aware of a generic estimate**
22 **that can be used. Even if we aware of a generic estimate, we would not**
23 **recommend using a generic estimate because of the inaccuracy that would**
24 **result in doing so, due to the size and characteristics of small distribution**
25 **systems.**

1 **We agree that it could be challenging to break down the price of the proposed**
2 **projects if the tenders have already started. If the tenders have not been**
3 **started, we suggest to formally ask the new bidders in the tendering**
4 **documents to present and commit to two prices: I) price with equipment**
5 **needed to fix any newly-introduced power quality issues only, and II) price**
6 **with equipment needed to fix both the pre-existing power quality issues in**
7 **addition to the newly-introduced issues. The part of the cost of the new**
8 **equipment that would serve to improve quality of service would be the**
9 **differential between both prices.**

- b) Cette question est adressée à Hydro-Québec Distribution. Veuillez, pour chacun des réseaux autonomes, déposer une description qualitative et quantitative des problèmes de qualité de service observés (fiabilité déficiente, harmoniques, etc.) et des remèdes qui sont requis. Pour chacun de ces réseaux, veuillez déposer toute étude disponible quant à ces problèmes de qualité de service.

Réponse :

10 **Les rapports *Analyse de la qualité de l'onde au village de Kuujuarapik* et**
11 ***Bilan de la continuité de service* sont déposés en réponse à la question 1-a de**
12 **la demande de renseignements de PNW à l'annexe A de la pièce HQD-3,**
13 **document 5.**

- c) Cette question est adressée à Hydro-Québec Distribution. Veuillez, pour chacun des réseaux autonomes, indiquer si vous requérez des futurs fournisseurs de nouveaux approvisionnements (de sources moins dommageables environnementalement) qu'ils remédient à des problèmes de qualité de service observés (fiabilité déficiente, harmoniques, etc.) sur le réseau autonome actuel. Veuillez dans chaque cas spécifier quel problème et quel remède. Dans les cas où des appels de propositions ont déjà été lancés, veuillez citer et reproduire les clauses de ces appels de propositions qui requièrent ainsi que les futurs fournisseurs remédient aux problèmes de qualité de service déjà existants ?

Réponse :

14 **Il n'y a pas de clauses qui requièrent que les futurs fournisseurs remédient à**
15 **un quelconque problème de qualité de service.**

16 **Le Distributeur souligne qu'il ne considère pas que les réseaux autonomes**
17 **connaissent des problèmes de fiabilité de service.**

- d) Cette question est adressée à Hydro-Québec Distribution. Compte tenu des réponses de ICF à la question (a) et de vos réponses aux questions (b) et (c), comment HQD estime-t-elle que l'on devrait établir les coûts évités et les utiliser pour évaluer la rentabilité des propositions pour de telles nouvelles sources d'approvisionnement ?

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 19-a et 21-c.**

- e) Si les coûts évités et leur utilisation ne tiennent pas compte du fait que les nouveaux fournisseurs sont requis de remédier aux problèmes de qualité de service déjà existants, n'y a-t-il pas un risque que leurs propositions soient erronément qualifiées de non rentables et qu'ainsi HQD rate l'objectif gouvernemental d'amener des sources nouvelles d'approvisionnement dans tous ses réseaux autonomes ?

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 19-a.**

- f) Cela fait maintenant 20 ans qu'Hydro-Québec Distribution multiplie les études de faisabilité et les annonces de projets-pilotes pour des sources d'approvisionnement moins dommageables environnementalement dans ses réseaux autonomes et les inscrit dans les plans stratégiques de HQ approuvés par le gouvernement et les plans d'approvisionnement de HQD approuvés par la Régie. Toutefois, malgré cela, aucun tel projet n'a jamais vu le jour. Comment HQD envisage-t-elle de mettre fin à ce blocage de 20 ans et faire en sorte que, finalement, des projets d'approvisionnement moins dommageables environnementalement dans les réseaux autonomes se réalisent ?

Réponse :

3 **Le Distributeur souligne que deux appels de propositions sont en cours et un**
4 **appel d'intérêts a été réalisé à l'automne 2016. Le Distributeur entend réaliser**
5 **la conversion énergétique des réseaux autonomes, comme annoncé dans le**
6 **Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec.**