

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2014-205

R-3864-2013

8 décembre 2014

PRÉSENTS :

Louise Rozon

Diane Jean

Bernard Houle

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

**Intervenants et Mis en cause dont les noms apparaissent
ci-après**

Décision partielle

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du
Distributeur*

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);
Association des hôteliers du Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);
Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER);
Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);
Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM);
Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
Option consommateurs (OC);
Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEEÉ);
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);
Union des consommateurs (UC).

Mis en cause :

Procureur général du Québec (PGQ).

TABLE DES MATIÈRES

INTERVENANTS	3
MIS EN CAUSE	3
1. INTRODUCTION	5
2. PRÉVISION DE LA DEMANDE EN RÉSEAU INTÉGRÉ	7
2.1	Méthodologie de la prévision	7
2.2	Scénario moyen en énergie et en puissance.....	12
2.3	Analyse de la prévision	15
2.4	Efficacité énergétique.....	19
3. STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAU INTÉGRÉ	22
3.1	Bilan en énergie	22
3.2	Bilan en puissance	23
3.3	Moyens de gestion de la pointe	25
3.4	Conventions d'énergie différée	33
3.5	Contribution des marchés de court terme	39
3.6	Disponibilité et capacité des interconnexions en mode import	41
3.7	Utilisation du partage de réserve	46
3.8	Contribution en puissance de la centrale de TCE.....	47
3.9	Contribution de l'énergie éolienne	48
3.10	Suivi des activités d'approvisionnement de court terme et de l'entente globale cadre.....	50
3.11	Appel d'offres en puissance de 1000 MW	51

1. INTRODUCTION

[1] Le 1^{er} novembre 2013, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande (la Demande) à la Régie d'approuver son plan d'approvisionnement 2014-2023 (le Plan). La Demande est soumise en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) et du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*² (Règlement sur le Plan).

[2] Le 25 novembre 2013, la Régie rend sa décision procédurale D-2013-183. Par cette décision, elle demande au Distributeur de faire paraître un avis public dans certains quotidiens et donne des instructions en ce qui a trait aux demandes d'intervention devant être déposées par les personnes intéressées à participer à l'étude du dossier.

[3] Du 10 décembre 2013 au 10 janvier 2014, la Régie reçoit douze demandes d'intervention, les commentaires du Distributeur sur ces demandes d'intervention ainsi que les répliques de neuf demandeurs du statut d'intervenant.

[4] Le 10 février 2014, la Régie rend la décision D-2014-017 par laquelle, notamment, elle statue sur les demandes d'interventions et fixe le calendrier de traitement de la Demande.

[5] Entre les 5 et 14 mars 2014, les demandes de renseignements sont transmises au Distributeur. Il y répond le 7 avril 2014.

[6] Entre les 9 et 14 avril 2014, certains intervenants font part de leur insatisfaction à l'égard de certaines réponses du Distributeur et demandent à la Régie d'ordonner à ce dernier de répondre à leurs questions et de fournir les informations requises.

[7] Le 10 avril 2014, la Régie suspend le calendrier établi dans la décision D-2014-017.

[8] Le 25 avril 2014, la Régie se prononce sur les demandes d'ordonnance et les ajustements requis au calendrier de traitement du dossier.

¹ RLRQ, c. R-6.01.

² RLRQ, c. R-6.01, r. 8.

[9] L'audience se tient du 16 au 20 juin 2014, ainsi que du 25 au 27 juin 2014. À cette date, le dossier est mis en délibéré.

[10] Le 22 septembre 2014, le Distributeur informe la Régie qu'il entend lancer un appel d'offres de long terme pour combler des besoins de puissance à compter de l'hiver 2018-2019. Pour répondre à ses besoins et favoriser la participation des fournisseurs, l'appel d'offres devra être lancé en février 2015. Pour ce faire, le Distributeur propose la tenue d'une rencontre technique avec la Régie et les intervenants reconnus au présent dossier. Quant au traitement procédural de cette proposition, le Distributeur indique qu'il s'en remet à la discrétion de la Régie.

[11] Le 24 septembre 2014, la Régie informe tous les participants qu'elle considère cette demande du Distributeur comme une réouverture d'enquête et fixe l'échéancier pour son traitement.

[12] Le 26 septembre 2004, le Distributeur dépose à la Régie un complément de preuve à l'égard de cette partie du dossier.

[13] Le 8 octobre 2014, la Régie tient une audience sur les caractéristiques de l'appel d'offres de long terme.

[14] Le 17 octobre 2014, les intervenants déposent leurs commentaires à cet égard, auxquels le Distributeur répond le 22 octobre 2014. À cette dernière date, le dossier est mis en délibéré.

[15] Le 21 octobre 2014, par sa décision D-2014-182, la Régie rejette la contestation de l'AQCIE présentée dans le cadre de l'audience du mois de juin 2014 et relative à la validité du décret 1149-2013³, du Règlement adopté par ce décret, du décret 1150-2013⁴ et du décret 191-2014⁵.

³ Décret 1149-2013 *Concernant le Règlement sur un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne.*

⁴ Décret 1150-2013 *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne.*

⁵ Décret 191-2014 *Concernant la dispense accordée au distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour la conclusion d'un contrat d'approvisionnement auprès d'un fournisseur lié à une communauté autochtone à l'égard d'un bloc d'énergie éolienne de 149,65 mégawatts.*

[16] Par la présente décision, la Régie se prononce sur certains éléments du plan d’approvisionnement en réseau intégré, soit ceux liés à la prévision de la demande et aux stratégies d’approvisionnement. Les autres éléments du Plan, notamment la fiabilité des approvisionnements, la revente d’énergie et les approvisionnements en réseau autonome, seront traités dans une décision ultérieure.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE EN RÉSEAU INTÉGRÉ

[17] Le Distributeur présente une prévision de la demande en énergie et en puissance qui comprend trois scénarios, soit les scénarios faible, moyen et fort. L’analyse de cette prévision à l’horizon de 2014–2023 ainsi que la mise à jour de juin 2014⁶ tient compte du scénario moyen, des différents aléas ainsi que des stratégies envisagées advenant que les scénarios fort ou faible se réalisent.

2.1 MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION

[18] Depuis le dernier plan d’approvisionnement, le Distributeur a procédé à des changements de méthodologie et de paramètres qui ont un impact significatif sur la prévision de la demande en énergie et en puissance. La nouvelle approche adoptée par le Distributeur consiste à établir des relations économétriques sous la forme de modèles de régressions linéaires multiples, entre les ventes d’électricité des différents secteurs de consommation et les facteurs susceptibles d’influencer leur croissance⁷. Ces nouveaux modèles économétriques sont des outils de prévision additionnels et complémentaires, qui s’inscrivent en continuité avec les précédents modèles de prévision utilisés par le Distributeur et basés sur les usages et les équipements.

[19] Le Distributeur précise que les nouveaux modèles ont l’avantage de mettre directement en relation les ventes historiques d’un secteur de consommation et les variables climatiques et économiques. Ces modèles permettent ainsi de capter rapidement tout changement conjoncturel de nature économique et climatique⁸. Le Distributeur

⁶ Pièce B-0082, p. 2.

⁷ Pièce B-0021, p. 4 et 5.

⁸ Pièce B-0021, p. 4 et 5.

précise que le choix des variables dans les modèles de prévision se fait selon des critères statistiques bien définis.

[20] Parmi les différents changements apportés à la méthodologie pour le secteur Résidentiel et agricole, le Distributeur inclut l'utilisation simultanée de plusieurs seuils de degrés-jour de chauffage et de climatisation afin de capter les différentes sensibilités à la température selon les mois de l'année. Cette approche lui permet « *de bien spécifier la relation entre la variation de la température et les ventes* »⁹.

[21] Selon le Distributeur, les nouveaux modèles de régressions linéaires multiples utilisés pour le secteur Industriel grandes entreprises permettent d'obtenir une prévision variant selon les fluctuations économiques prévues, plutôt qu'en fonction des ajouts d'équipements, des arrêts de production et des variations de la charge mensuelle. Le Distributeur précise que : « [...] *les modèles sont estimés à partir des ventes historiques, les corrélations établies entre les ventes et les variables économiques reflètent déjà les ajouts d'équipements, les arrêts de production et les variations de la charge passés* »¹⁰.

[22] À l'instar de la prévision de la demande en énergie, le Distributeur utilise un modèle de régression linéaire multiple pour la prévision de court terme des besoins mensuels en puissance à la pointe. Ce modèle intègre directement les variables climatiques et tient compte de l'évolution des ventes, par secteurs de consommation, issue des modèles de prévision de ventes de court terme¹¹.

[23] Pour ce qui est de la prévision de long terme des besoins en puissance à la pointe, le Distributeur utilise toujours la méthodologie de découpage de la demande par usages finaux (chauffage des locaux, chauffage de l'eau, climatisation, charge industrielle, etc.) issue des modèles de régression à usages finaux utilisés pour la prévision des ventes à long terme.

[24] Le Distributeur utilise ces nouveaux modèles économétriques de prévision de la demande depuis avril 2012. Dans le cadre du Plan, l'historique des écarts de prévision ne se limite qu'à une seule année, soit l'année 2013, et ne permet pas d'évaluer leur performance prévisionnelle sur les différents horizons. Le Distributeur précise toutefois que les nouveaux modèles ont été préalablement testés sur des données historiques de

⁹ Pièce B-0021, p. 13.

¹⁰ Pièce B-0021, p. 30.

¹¹ Pièce B-0021, p. 33.

2006 à 2011 et évalués à partir de critères statistiques reconnus, tels que le coefficient de détermination « R-carré », la significativité statistique des variables utilisées et l'écart entre les ventes historiques réelles et les ventes modélisées. Le Distributeur confirme que les résultats de ces tests permettent de conclure que les nouveaux modèles sont très performants¹².

Position des intervenants

[25] L'ACEFO est d'avis que le Distributeur ne fournit pas suffisamment de détails sur l'effet des différentes variables employées dans ses modèles. En l'absence de données sur les coefficients des variables explicatives de la demande industrielle ainsi que sur la sensibilité des ventes par rapport aux différentes variables des modèles, il lui est impossible d'analyser la prévision de la demande pour ce secteur. Il en est de même pour le secteur Résidentiel et agricole pour lequel il y a, selon l'intervenante, des incohérences ainsi qu'un manque d'information qui l'empêchent d'analyser la prévision de la demande faite par le Distributeur¹³.

[26] L'AHQ-ARQ recommande que le Distributeur poursuive les évaluations de sa nouvelle méthodologie et qu'il rende compte des moyens qu'il préconise pour résoudre les faiblesses identifiées dans l'évaluation de l'aléa sur la demande prévue et dans les exercices de fiabilité en puissance¹⁴.

[27] EBM est d'avis que la forte volatilité des prix des commodités dans le secteur minier justifierait que la Régie porte une attention particulière à la méthodologie utilisée par le Distributeur pour la prévision de la demande dans ce secteur¹⁵.

[28] Sans appuyer la nouvelle méthodologie de la prévision de la demande présentée par le Distributeur, la FCEI se dit généralement satisfaite et croit que celle-ci a « mûri » avec les changements¹⁶.

¹² Pièce B-0021, p. 4 à 8.

¹³ Pièce C-ACEFO-0009, p. 5 à 11.

¹⁴ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 22.

¹⁵ Pièce C-EBM-0010, p. 6.

¹⁶ Pièce A-0056, p. 43.

Opinion de la Régie - méthodologie de la prévision des besoins en énergie

[29] La Régie considère que les changements apportés à la méthodologie de la prévision de la demande contribuent à améliorer la performance prévisionnelle à court terme et réduisent les risques d'écarts prévisionnels. L'intégration de données historiques (climatiques, démographiques et économiques) produit un modèle statistique relativement fiable pour prédire la demande en énergie sur un horizon court terme. Il est par ailleurs trop tôt pour se prononcer sur la performance prévisionnelle de la nouvelle méthodologie du Distributeur sur les besoins en énergie.

[30] Pour le secteur Résidentiel et agricole, ainsi que Commercial et institutionnel, la Régie note la bonne performance des modèles, basée sur les données de 2006 à 2013.

[31] La Régie constate, par ailleurs, que certaines données utilisées antérieurement ne sont plus disponibles à la fréquence désirée¹⁷. **Elle incite le Distributeur à continuer à suivre toutes les variables disponibles pouvant apporter plus de précisions à la prévision.**

[32] À la lumière des explications fournies par le Distributeur, **la Régie considère que l'utilisation de plusieurs seuils de degrés-jours de chauffage et de climatisation est justifiée.**

[33] Quant à la méthodologie de la prévision de la demande pour le secteur des alumineries, la Régie note que le Distributeur continue à faire ses prévisions en comparant les données obtenues directement de ses gros clients à différents paramètres économiques tels que les capacités de production, le prix des ressources et la demande mondiale¹⁸. Pour les autres secteurs industriels, la Régie note que le Distributeur utilise désormais des modèles de régressions linéaires multiples afin de tirer profit de l'information contenue dans les variables économiques, tout en continuant d'analyser et d'évaluer des données historiques et projetées à l'égard de ses clients. Ainsi, l'historique et la prévision des ajouts d'équipements, des arrêts de production et des variations de la charge sont analysés et évalués dans le but d'encadrer la prévision effectuée à l'aide des modèles¹⁹. **La Régie demande au Distributeur de continuer ses démarches analytiques afin d'augmenter la significativité de certains modèles, plus particulièrement ceux des secteurs Divers-manufacturiers et Pétrole et chimie.**

¹⁷ Pièce B-0021, p. 13 et 15.

¹⁸ Pièce A-0041, p. 96 et 97.

¹⁹ Pièce B-0021, p. 30.

Opinion de la Régie - méthodologie de la prévision des besoins en puissance

[34] La nouvelle méthodologie de prévision des besoins en puissance est liée à celle de la prévision des ventes par secteur. Le Distributeur utilise les données historiques relatives aux différents usages (chauffage, climatisation) pour ensuite les modéliser avec différents indices composites (nébulosité, vitesse du vent). Selon le Distributeur, la significativité du modèle serait très élevée, soit de 99,4 %²⁰.

[35] La Régie considère que l'intégration des données historiques dans des modèles à régressions linéaires multiples et l'utilisation d'indices composites et de variables avec des niveaux de significativité devraient avoir un impact positif sur la justesse de la prévision. Il est par ailleurs trop tôt pour se prononcer sur la performance prévisionnelle de la nouvelle méthodologie du Distributeur sur les besoins en puissance.

Opinion de la Régie - suivi de la nouvelle méthodologie

[36] EBM et SÉ-AQLPA proposent que la nouvelle méthodologie présentée par le Distributeur fasse l'objet d'un suivi afin d'en évaluer l'impact et la performance.

[37] Le Distributeur propose de fournir un suivi des écarts prévisionnels pour les horizons d'un et deux ans dans le cadre des prochains états d'avancement.

[38] La Régie demande au Distributeur de fournir, pour chacun des secteurs, tel que proposé lors de sa présentation sur la méthodologie de la prévision des ventes²¹, les statistiques permettant de suivre l'évolution de la performance des modèles utilisés pour la prévision de la demande en énergie et en puissance.

²⁰ Pièce B-0081, p. 18.

²¹ Pièce B-0081, p. 19.

2.2 SCÉNARIO MOYEN EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[39] Dans sa prévision des ventes régulières au Québec déposée le 1^{er} novembre 2013²² dans le présent dossier, le Distributeur prévoyait une croissance des ventes de 10,1 TWh entre 2013 et 2023, équivalant à un taux de croissance annuel moyen de 0,6 %. Dans la prévision de la demande révisée au mois de mai 2014²³, le Distributeur prévoit une hausse cumulative de la demande de 14,4 TWh, pour la période 2014-2023, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel de 0,7 %.

[40] Cet ajustement à la hausse des besoins en énergie est principalement attribuable au secteur de l'aluminium pour lequel le Distributeur a revu ses hypothèses, à la suite du renouvellement de l'entente entre Alcoa et le gouvernement du Québec (le Gouvernement) ainsi que le devancement de projets majeurs²⁴. Le Distributeur révisé conséquemment à la hausse les ventes de ce secteur de 12 TWh sur l'horizon du Plan. La croissance observée dans les autres secteurs industriels justifie, quant à elle, 2,4 TWh additionnels²⁵.

[41] Les secteurs Résidentiel et agricole et Industriels grandes entreprises sont les secteurs qui connaissent la croissance la plus forte sur l'horizon du Plan, avec un taux annuel moyen de 0,7 % et 0,5 %, respectivement.

[42] Par contre, si on compare cette prévision des besoins déposée en mai 2014 avec l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, la Régie constate une diminution cumulée des ventes de 33,1 TWh pour la période 2013-2020²⁶. Ces diminutions sont principalement attribuables à la baisse de l'activité industrielle au Québec²⁷.

[43] Le tableau 1 présente la prévision des ventes régulières par secteur de consommation avant et après les ajustements de mai 2014.

²² Pièce B-0005, p. 12.

²³ Pièce B-0082.

²⁴ Pièce A-0043, p. 61.

²⁵ Pièce A-0043, p. 62.

²⁶ Pièce B-0005, p. 12 et pièce B-0082, p. 2.

²⁷ Pièce B-0005, p. 5.

Tableau 1
Prévision des ventes régulières au Québec
(en TWh)

	2013 ¹	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-23 TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	65,5	65,7	66,0	66,7	67,1	67,8	68,3	69,3	69,5	70,0	70,5	5,0	0,7%
Commercial et institutionnel	35,2	35,4	35,6	35,9	36,0	36,1	36,3	36,5	36,6	36,7	36,7	1,5	0,4%
Industriel PME	8,9	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	0,4	0,4%
Industriel grandes entreprises	56,9	54,4	53,0	53,6	53,7	54,4	57,4	58,4	58,6	59,1	59,8	2,9	0,5%
Alumineries	23,2	20,7	19,2	19,3	19,1	19,8	22,5	23,0	23,2	23,3	23,3	0,1	0,0%
Pâtes et papiers	13,7	12,7	12,3	12,1	12,0	11,2	11,0	10,9	10,7	10,5	10,3	-3,4	-2,8%
Pétrole et chimie	5,7	5,8	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,5	5,5	5,5	-0,2	-0,4%
Mines	3,5	3,8	4,2	4,6	4,8	5,2	5,5	5,9	6,2	6,7	7,4	3,9	7,6%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,5	8,2	8,5	8,7	8,8	9,1	9,3	9,4	9,4	9,5	9,6	2,1	2,4%
Autres	3,3	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,7	0,4	1,1%
Autres	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	0,4	0,7%
Ventes régulières au Québec	172,1	170,0	169,0	171,1	171,7	173,2	177,1	179,3	179,8	181,0	182,2	10,1	0,6%
Ajustement de mai 2014 ²		1,6	3,7	2,5	2,4	1,5	-1,5	-1,2	1,6	1,9	1,9	14,4	
VENTES RÉGULIÈRES AJUSTÉES	172,1	171,6	172,7	173,6	174,1	174,7	175,6	178,1	181,4	182,9	184,1	12,0	0,7%

Note 1: Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2013, normalisées pour les conditions climatiques.

Note 2: Pièce B-0082, p. 2.

Sources : Pièce B-0007, p. 16 et pièce B-0082, p. 2.

[44] Le Distributeur explique les variations prévues de la demande en énergie par secteur de consommation, entre 2013 et 2023, de la manière suivante²⁸ :

Résidentiel et agricole (taux de croissance annuel moyen de 0,7 %) :

- augmentation du nombre d'abonnements résidentiels;
- hausse du revenu personnel disponible.

Commercial et institutionnel (taux de croissance annuel moyen de 0,4 %) :

- accroissement de la population;
- hausse du produit intérieur brut (PIB) tertiaire;
- hausse de l'emploi dans le secteur tertiaire.

²⁸ Pièce B-0005, p. 9 à 12 et pièce B-0082, p. 2.

Industriel petites et moyennes entreprises (PME) (taux de croissance annuel moyen de 0,4 %) :

- accroissement du PIB et de l'emploi manufacturier;
- valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- concurrence des pays émergents.

Industriel grandes entreprises (taux de croissance annuel moyen de 0,5 %) :

- devancement de projets dans l'industrie de l'aluminium en 2015-2016;
- croissance des secteurs de la sidérurgie et de l'industrie minière;
- rationalisations additionnelles dans le secteur des pâtes et papiers.

[45] Le tableau 2 présente la prévision des besoins en énergie prévus avant et après les ajustements de mai 2014.

Tableau 2
Prévision des besoins en énergie
(en TWh)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TWh	Croissance 2013-23 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques													
Prévision des ventes (novembre 2013)	172,1	170,0	169,0	171,1	171,7	173,2	177,1	179,3	179,8	181,0	182,2	10,1	0,6%
Ajustement Mai 2014 ¹		1,6	4,0	2,4	2,4	1,6	-1,6	-1,2	1,6	1,8	1,9		
Prévision des ventes ajustée	172,1	171,6	173,0	173,5	174,1	174,8	175,5	178,1	181,4	182,8	184,1	12,0	0,7%
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	-0,1	
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,1	
= Consommation visée par le Plan	172,4 ²	170,2	169,2	171,2	171,9	173,3	177,2	179,4	179,9	181,0	182,2	9,8	0,6%
+ Pertes de distribution et de transport	13,5	13,4	13,4	13,5	13,6	13,7	14,0	14,2	14,2	14,3	14,4	0,9	0,7%
= Besoins prévus (novembre 2013)	185,9	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,6	194,1	195,4	196,6	10,7	0,6%
+ Pertes de distribution et de transport ajustées (7,9%)		0,1	0,3	0,2	0,2	0,1	-0,1	-,1	0,1	0,1	0,1		
= Besoins prévus après ajustement	185,9	185,3	186,9	187,4	188,0	188,7	189,5	192,3	195,8	197,3	198,6	12,7	0,7%
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2013)	-0,7												

Note 1 : Pièce B-0082, p. 2.

Note 2 : Inclut, en plus des éléments présentés, une quantité de 0,120 TWh d'énergie interrompue en début d'année chez les clients en vertu de contrats de puissance interruptible (Producteur) et de l'option d'électricité interrompue (Distributeur).

Sources : Pièce B-0007, p. 17 et pièce B-0082, p. 2.

[46] La Régie note que les besoins en énergie du Distributeur sur l'horizon du Plan passent de 10,7 TWh avant ajustement à 12,7 TWh après ajustement de mai 2014. En comparaison avec l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, la

prévision ajustée des besoins en énergie pour 2020, passe de 199,2 TWh²⁹ à 192,3 TWh, soit une baisse de 6,9 TWh.

2.3 ANALYSE DE LA PRÉVISION

Position des intervenants

[47] L'ACEFO recommande à la Régie de demander au Distributeur d'inclure dans son Plan une étude sur la prévision de la demande en regard de la concurrence avec le gaz naturel³⁰.

[48] L'AHQ-ARQ considère que le Distributeur fait erreur en ignorant les scénarios de plus de deux écarts-types puisque ces scénarios représentent les plus grands impacts sur la fiabilité.

[49] De plus, l'AHQ-ARQ recommande que le Distributeur intègre, dans sa prévision de la demande, les impacts de la Politique économique de Québec *Priorité Emploi*³¹ sur les scénarios de demande en énergie et en puissance.

[50] L'AQCIE-CIFQ est préoccupée par les impacts que pourrait avoir la Politique économique de Québec *Priorité Emploi*, notamment sur la compétitivité des entreprises ne bénéficiant pas du tarif privilégié. L'intervenant considère que cet enjeu devrait être intégré à la séance de travail sur la stratégie tarifaire que compte initier la Régie au plus tard au printemps 2015³².

[51] SÉ-AQLPA recommande que le Distributeur intègre, dans les états d'avancement du présent Plan ainsi que dans son prochain plan d'approvisionnement 2017-2026, des suivis tant pour la croissance industrielle à forte consommation électrique que pour la consommation électrique des transports (publique et privée). Ces suivis devraient faire état de l'évolution des politiques économiques gouvernementales et de la manière dont la prévision de la demande en énergie et en puissance s'en trouverait affectée. Les données

²⁹ Dossier R-3748-2010, Suivi décision D-2011-162, État d'avancement au 1^{er} novembre 2012, p. 22.

³⁰ Pièce C-ACEFO-0009, p. 15.

³¹ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 22 à 24.

³² Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, p. 2.

de la consommation électrique des transports devraient être ventilées et présentées séparément³³.

[52] SÉ-AQLPA recommande également que le Distributeur modifie le Plan de manière à ce que le scénario fort soit plus éloigné, en pourcentage, du scénario de référence que le scénario faible, que l'écart entre les scénarios soit accru et que la croissance du scénario faible sur 10 ans soit plus faible. Selon l'intervenant, ces lacunes de la prévision ont pour effet d'amener le Distributeur à sous-estimer ses besoins en cas de scénario fort et à surestimer ses besoins minimaux en cas de scénario faible³⁴.

[53] UC estime que la Régie devrait retenir une valeur du taux de change de 0,90 \$ US au lieu de 0,95 \$ US, aux fins de l'estimation des besoins en énergie pour la durée du Plan. Selon l'intervenante, cette surestimation du taux de change par le Distributeur a pour effet de sous-estimer la demande du secteur Industriel grandes entreprises pour plus de 100 GWh par année, soit 1 TWh pour la durée du Plan³⁵. UC croit également que le Distributeur sous-estime de plusieurs TWh la demande du secteur de l'aluminium sur l'horizon du Plan³⁶.

[54] L'AQPER, le RNCREQ et le ROEE n'ont émis aucun commentaire à propos de la prévision de la demande.

Opinion de la Régie - prévision des besoins en énergie

[55] Après examen de la preuve et des argumentations des participants, la Régie en vient aux constats qui suivent.

[56] La Régie constate que la prévision des besoins en énergie et en puissance révisée déposée le 16 juin 2014 tient compte de la signature de l'entente entre le Gouvernement et Alcoa et d'un regain de productivité du secteur de l'aluminium³⁷.

³³ Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, p. 20.

³⁴ Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, p. 15.

³⁵ Pièce C-UC-0010, p. 8 et 9.

³⁶ Pièce C-UC-0010, p. 12.

³⁷ Pièce B-0082, p. 2.

[57] Cette nouvelle prévision tient également compte de certains projets majeurs qui se réaliseront après 2020-2021³⁸ et de la croissance observée dans les autres secteurs industriels. Elle se traduit par une hausse des besoins en énergie de 14,4 TWh sur la période 2014-2023.

[58] La Régie considère que la prise en compte de ces éléments est justifiée.

[59] La signature de l'entente à long terme entre le Gouvernement et Alcoa et les investissements prévus dans la modernisation de puits de coulée à Baie-Comeau³⁹ ont été rendus publics. La Régie estime que la prise en compte de ces projets dans la prévision des besoins en énergie est raisonnable.

[60] En ce qui a trait aux ventes des autres industries du secteur Industriel grandes entreprises, la Régie juge que la prévision de la demande du Distributeur est adéquate, considérant l'historique ainsi que sa cohérence avec les prévisions des principaux indicateurs économiques sectoriels⁴⁰.

[61] La Régie rappelle qu'un exercice de prévision de la demande doit, entre autres, tenir compte des probabilités d'occurrence et de concrétisation d'événements précis. En l'absence d'entente ou de projets précis, la Régie est d'avis que leur prise en considération dans la prévision de la demande n'est pas justifiée. Ainsi, la Régie est d'avis que le Distributeur est justifié, à ce stade-ci, de ne pas prendre en considération la Politique économique de Québec *Priorité Emploi* dans sa prévision.

[62] La Régie considère également que les explications du Distributeur relatives à l'amélioration méthodologique apportée à l'approche d'encadrement du scénario de référence sont satisfaisantes et ne retiennent pas la recommandation de SÉ-AQLPA à cet égard⁴¹.

[63] Finalement, la Régie considère que le choix de 0,95\$ US comme valeur du taux de change aux fins de l'estimation des besoins est justifié, étant donné que l'exercice de prévision du Plan s'échelonne sur une période de 10 ans.

³⁸ Pièce A-0041, p. 169 et 170.

³⁹ http://www.alcoa.com/canada/fr/news/releases/2014_abc_investissement_coulee.asp.

⁴⁰ Pièce B-0007, p. 10 et 11.

⁴¹ Pièce A-0043, p. 33 à 48.

Opinion de la Régie - prévision des besoins en puissance

[64] La Régie prend note des modifications apportées à la prévision des besoins en puissance à la pointe déposée par le Distributeur en juin 2014⁴².

[65] Dans un complément de preuve déposé en audience le 8 octobre 2014, le Distributeur présente une mise à jour des besoins en puissance. Cette mise à jour prévoit une hausse de la prévision des ventes au secteur Industriel grandes entreprises pouvant aller jusqu'à 350 MW de besoins en pointe sur l'horizon du Plan. La mise à jour des conditions climatiques normales à la pointe implique quant à elle une hausse d'environ 130 MW⁴³.

[66] La Régie note aussi que le scénario moyen de la prévision des besoins en puissance à la pointe incorpore une charge anticipée de 339 MW et évolutive à partir de l'hiver 2020-2021, provenant de projets d'expansions dans l'industrie de l'aluminium⁴⁴.

[67] Le tableau 3 présente la prévision des besoins à la pointe d'hiver, par usager, avant et après les ajustements de mai 2014.

⁴² Pièce B-0082, p. 2.

⁴³ Pièce B-0095, p. 2.

⁴⁴ Pièce B-0082, p. 2.

Tableau 3
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usager
(en MW)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Croissance 2012-22	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	MW	tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques¹													
Chauffage résidentiel et agricole	11 231	11 345	11 472	11 600	11 733	11 867	11 991	12 102	12 196	12 289	12 367	1 137	1,0%
Chauffage commercial	3 546	3 584	3 631	3 681	3 724	3 764	3 802	3 835	3 867	3 896	3 922	376	1,0%
Eau chaude résidentiel et agricole	1 840	1 859	1 876	1 889	1 907	1 924	1 940	1 954	1 967	1 978	1 988	148	0,8%
Industriel PME	1 533	1 511	1 536	1 542	1 555	1 568	1 571	1 569	1 569	1 571	1 575	42	0,3%
Industriel Grandes entreprises	7 174	6 833	6 505	6 590	6 627	6 692	7 088	7 183	7 234	7 285	7 355	181	0,2%
Autres usages	12 074	12 242	12 249	12 305	12 407	12 523	12 639	12 753	12 893	13 018	13 134	1 060	0,8%
Besoins réguliers du Distributeur	37 397	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340	2 943	0,8%
Ajustement puissance à la pointe (mai 2014)			624	529	451	321	-15	17	339	370	370		
Besoins réguliers ajustés du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37397	37374	37892	38137	38406	38658	39016	39415	40066	40406	40710	3313	0,9%
Impact des conditions climatiques¹	1 475												

Note 1 : Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Sources : Pièce B-0007, p. 20; pièce B-0082, p. 2 et pièce B-0095, p. 7.

[68] La Régie considère que le scénario moyen ajusté en fonction de la normale climatique (+130 MW) et la hausse des besoins en puissance du secteur Industriel grandes entreprises (+350 MW) sont adéquats à court, moyen et long termes⁴⁵.

2.4 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[69] La prévision de la demande présentée par le Distributeur tient compte de l'impact des économies d'énergie sur les besoins en énergie et les besoins en puissance à la pointe d'hiver.

[70] Ainsi, le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) du Distributeur a permis de réaliser des économies d'énergie cumulées de près de 7 TWh à la fin de 2012. Avec les investissements prévus pour les années 2013 à 2015, le Distributeur est confiant d'atteindre sa cible de 8 TWh. Sur la base de la prévision actuelle des ventes, la poursuite des activités du Distributeur devrait ajouter des économies annuelles variant de 0,6 TWh à 1,0 TWh sur l'horizon du Plan⁴⁶.

⁴⁵ Pièce B-0082, p. 2.

⁴⁶ Pièce B-0005, p. 16 et 17.

[71] Pour réaliser ces économies d'énergie, le Distributeur mettra à court terme l'emphasis sur des approches de sensibilisation tout en aidant les clients à mieux comprendre et gérer leur consommation d'électricité. Il devrait aussi diminuer graduellement l'aide financière directe⁴⁷. Au marché Affaires, il bonifiera l'offre de services-conseils et d'accompagnement et élaborera un portefeuille d'interventions davantage ciblées par secteur. La priorité sera mise sur les interventions visant à accroître la compétitivité des entreprises québécoises. La démarche du Distributeur s'inscrit ainsi dans une volonté de moderniser son offre en efficacité énergétique, tout en poursuivant ses activités de recherche et de développement (R&D)⁴⁸.

[72] À titre d'exemples d'interventions ciblées, le Distributeur mentionne notamment :

- la conception d'un outil automatisé d'information et de conseils portant sur la consommation d'énergie électrique destiné aux petites et moyennes entreprises d'affaires;
- un projet pilote en gestion de l'énergie dans deux usines concernant la mise en place de pratiques à la norme ISO 50001;
- des projets de recherche et développement destinés à différents segments de la clientèle Affaires visant, par exemple, à optimiser la production industrielle⁴⁹.

[73] Quant à l'utilisation des compteurs de nouvelle génération aux fins d'efficacité énergétique, le Distributeur indique que des produits « in-home display » (IDH) existent sur le marché, mais qu'il n'a pas validé leur compatibilité, ni leur performance avec le compteur de nouvelle génération de Landis+Gyr. Par ailleurs, le Distributeur ne fait pas de veille sur les produits pouvant être utilisés avec la carte Zigbee insérée dans ces compteurs. L'activation de celle-ci pourrait toutefois s'inscrire dans un éventuel programme commercial dont le périmètre, les modalités et les coûts ne sont pas encore définis⁵⁰.

⁴⁷ Pièce B-0027, p. 20.

⁴⁸ Pièce B-0005, p. 17.

⁴⁹ Pièce B-0058, p. 4.

⁵⁰ Pièce B-0052, p. 7 à 9.

Position des intervenants

[74] Certains intervenants considèrent que l'objectif du Distributeur de combler un tiers de la demande future par l'efficacité énergétique, à raison de 0,6 TWh à 1,0 TWh par année, est insuffisant.

[75] L'expert du ROEEÉ, Chris Neme, affirme que :

« [A] general strategy of reducing financial incentives in favor of more customer education would only be appropriate if a comprehensive study (or set of studies) of a broad swath of efficiency opportunities and programs had demonstrated that Hydro Quebec currently has a systematic over-reliance on financial incentives (relative to the nature and severity of market barriers and their impact on program participation) and/or a systematic under-investment in customer education (again, relative to the nature and severity of market barriers). Hydro Quebec has not put forward any such study or rationale for its proposed shift in strategy »⁵¹.

[76] Le GRAME note que le Distributeur n'a pas modifié significativement ses processus visant l'accroissement des résultats du PGEÉ et ne tient compte que de l'état actuel des programmes. Il est d'avis que le Distributeur n'a pas fait la démonstration que les outils à sa disposition, via notamment la technologie des compteurs de nouvelle génération, ont été exploités.

[77] L'ACEFO indique que, contrairement aux mesures d'économies d'énergie associées à différents programmes comportementaux, les compteurs de nouvelle génération permettent aux consommateurs d'obtenir des données concrètes et de gérer leur propre demande en énergie. Cependant, il y a lieu de favoriser une bonne acceptabilité de toute transition vers un nouveau type de tarification (horaire, par exemple) et de sensibiliser la clientèle, incluant les ménages à faible revenu, avant le lancement d'un programme en ce sens⁵².

[78] Le RNCREQ cite plusieurs études qui concluent que la simple présence d'un « in-home display » a souvent pour effet de diminuer la consommation d'électricité des

⁵¹ Pièce C-ROEEÉ-0037, p. 22.

⁵² Pièce C-ACEFO-0009, p. 20 et 21.

ménages. Il demande que le Distributeur s'informe des étapes nécessaires pour pouvoir activer les cartes Zigbee des consommateurs sur demande, et en faire rapport à la Régie.

Opinion de la Régie

[79] La Régie prend acte des activités du Distributeur en efficacité énergétique et de son impact sur sa prévision de la demande.

[80] Toutefois, la Régie considère que les recommandations des intervenants à l'égard de l'utilisation de la nouvelle infrastructure des compteurs de nouvelle génération par le Distributeur est légitime aux fins de réaliser davantage d'économie d'énergie et de modifier le comportement de la clientèle à plus long terme. Cependant, toute action en ce sens devra démontrer ses avantages pour la clientèle et le Distributeur. **La Régie demande au Distributeur de mettre en application le plus rapidement possible les meilleures pratiques découlant de ces nouvelles technologies.**

2.5 CONCLUSION SUR LA PRÉVISION

[81] Pour les motifs énoncés précédemment, **la Régie juge que la prévision des besoins en énergie et des besoins en puissance à la pointe pour le réseau intégré tels que présentés par le Distributeur est raisonnable.**

3. STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAU INTÉGRÉ

3.1 BILAN EN ÉNERGIE

[82] Le tableau 4, déposé par le Distributeur en novembre 2013, présente le bilan en énergie, dans le respect des critères de fiabilité.

Tableau 4
Bilan en énergie
(en TWh)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
- Approvisionnements non patrimoniaux	12,2	13,8	15,7	16,3	17,6	19,5	20,3	21,2	21,7	22,3
▪ TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
▪ HQP – Base et cyclable	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	4,3	4,6	4,6	4,6	4,8
▪ Autres contrats de long terme	8,7	10,6	12,3	12,8	13,9	14,5	14,6	15,1	15,1	15,1
▪ Biomasse	1,6	1,9	2,4	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
▪ Éolien	6,8	8,4	9,6	9,7	10,8	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1
▪ Petite hydraulique	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
▪ Achats de court terme	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4
= Approvisionnements additionnels requis (surplus)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)

Source : Pièce B-0005, p. 27.

[83] **La Régie est satisfaite du bilan en énergie présenté par le Distributeur.**

3.2 BILAN EN PUISSANCE

[84] Le tableau 5, déposé par le Distributeur en juin 2014, présente le bilan en puissance après déploiement des moyens de gestion existants et envisagés par ce dernier, dans le respect des critères de fiabilité.

Tableau 5
Bilan en puissance
(en MW)

En MW	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe – mai 2014	37 892	38 137	38 406	38 658	39 016	39 415	40 066	40 406	40 710
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 611	3 742	4 005	4 181	4 220	4 274	4 444	4 451	4 504
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- Approvisionnements post-patrimoniaux	3 076	3 339	3 666	3 848	4 098	4 348	4 618	4 668	4 668
▪ TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
▪ HQP – Base et cyclable	600	600	600	600	800	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Autres contrats de long terme ⁽¹⁾	1 226	1 489	1 616	1 748	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
• Biomasse (incluant Tembec)	234	326	366	376	376	376	376	376	376
• Éolien (4000 MW) ⁽¹⁾	928	1 098	1 186	1 308	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
• Petite hydraulique : 150 MW	64	64	64	64	64	64	64	64	64
▪ Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 350	1 550	1 600	1 600
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	300	300	300	300	450	450	450
• Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	50	100	150	200	250	300	300
▪ Abaissement de tension	250								
= puissance additionnelle requise – mai 2014	990	1 100	1 300	1 550	1 700	1 900	2 450	2 750	3 100

Note (1) : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

Source : Pièce B-0085, p. 2.

[85] La Régie est satisfaite du bilan en puissance présenté par le Distributeur, sous réserve des éléments décisionnels qui suivent.

3.3 MOYENS DE GESTION DE LA POINTE

[86] Le Distributeur inclut à son bilan en puissance toutes les mesures de gestion de la consommation sous son contrôle direct. À cet effet, il considère principalement trois moyens de gestion de la pointe : l'option d'électricité interruptible (850 MW), l'abaissement de tension (250 MW) et la gestion de la consommation. Par ailleurs, il précise que l'impact de l'appel au public n'est pas sous son contrôle. Par conséquent, il ne l'intègre pas à son bilan en puissance.

3.3.1 ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE

[87] Le Distributeur maintient l'hypothèse d'une contribution de 850 MW provenant de cette option tarifaire. Un bloc interruptible de 150 MW lié au contrat particulier avec Aluminerie Alouette s'ajoute à cette quantité pour l'hiver 2013-2014. Ce bloc devrait augmenter à 300 MW à l'hiver 2016-2017 et atteindre 450 MW à l'hiver 2019-2020⁵³.

[88] Le Distributeur retient une contribution de 1060 MW dans le cadre de l'option d'électricité interruptible, pour l'hiver 2014-2015, soit la totalité de la puissance effective offerte par les clients⁵⁴.

Position d'AHQ-ARQ

[89] Selon l'AHQ-ARQ, le Distributeur n'a pas démontré que les coûts des services associés à l'électricité interruptible et ceux des achats de court terme s'équivalent. D'ailleurs, l'intervenant constate que le Distributeur n'a pas mis à jour le taux de réserve associé à l'électricité interruptible ni ses tarifs depuis 2008, alors que le prix du Unforced Capacity (UCAP) a constamment varié.

[90] À cet égard, l'intervenant recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il démontre, avant le 31 octobre de chaque hiver, que la quantité d'électricité interruptible et la quantité d'achats de puissance de court terme qu'il souhaite retenir pour l'hiver donné sont optimales. La démonstration du Distributeur doit tenir compte de tous les facteurs

⁵³ Pièce B-0005, p. 18.

⁵⁴ Pièce B-0106, p. 3.

pertinents et « doit être faite à l'aide d'une approche de simulation horaire chronologique stochastique du type FEPMC »⁵⁵.

Opinion de la Régie

[91] La Régie prend acte des résultats obtenus par le Distributeur pour l'hiver 2014-2015 comme contribution d'électricité interruptible, soit 1060 MW. La Régie est d'avis qu'il pourrait être opportun de maintenir une telle contribution d'électricité interruptible pour la durée du Plan.

[92] La Régie demande au Distributeur d'évaluer la possibilité de hausser la contribution d'électricité interruptible dès le dépôt du prochain état d'avancement, si les résultats pour l'hiver 2015-2016 sont supérieurs à 1000 MW.

[93] La Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ en ce qui a trait à l'étude stochastique. En effet, la Régie a statué récemment sur la rentabilité des tarifs interruptibles⁵⁶ et des avantages de ce moyen de gestion en puissance par rapport à d'autres moyens dont dispose le Distributeur, incluant la contribution au marché de court terme.

3.3.2 ABAISSEMENT DE TENSION

[94] Le Distributeur retient dans son bilan en puissance, aux fins de planification, une quantité de 250 MW reliée à l'abaissement de tension, comme moyen de gestion de la pointe. Cette quantité est validée chaque automne par Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) par des essais d'abaissement de tension réalisées afin d'en évaluer notamment la persistance et l'impact en puissance⁵⁷.

⁵⁵ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 62.

⁵⁶ Dossier R-3891-2014, décision D-2014-156.

⁵⁷ Pièce B-0005, p. 26.

Position de SÉ-AQLPA

[95] Selon SÉ-AQLPA, bien que ce moyen diminue quelque peu la qualité du service, il mérite de paraître dans la liste des moyens planifiés par le Distributeur, étant donné qu'il est utilisé parcimonieusement et qu'il fait l'objet d'un suivi adéquat par le Transporteur.

[96] En conséquence, SÉ-AQLPA recommande à la Régie d'approuver la stratégie mise de l'avant par le Distributeur pour l'abaissement de tension, c'est-à-dire de tester ce moyen chaque automne et de l'inscrire dans sa planification⁵⁸.

Opinion de la Régie

[97] **La Régie accepte la proposition du Distributeur de prendre en compte l'abaissement de tension dans la planification des moyens de gestion de la pointe. Elle est d'avis que la quantité de 250 MW inscrite au bilan de puissance à des fins de planification est réaliste.**

3.3.3 GESTION DE LA CONSOMMATION

[98] Certaines interventions du Distributeur sont intégrées à même la prévision des besoins (par exemple, la biénergie résidentielle et les chauffe-eau à trois éléments). Ces interventions, permettant une réduction des besoins en puissance, ne sont pas sous le contrôle du Distributeur. Les interventions qui sont sous le contrôle du Distributeur sont considérées comme des moyens permettant d'équilibrer le bilan en puissance (par exemple, l'électricité interruptible).

[99] La biénergie résidentielle permet une diminution des besoins en puissance de 640 MW à la pointe. À la suite de la décision D-2013-177⁵⁹, les exploitations agricoles y sont admissibles depuis le 31 octobre 2013. Le Distributeur indique qu'il poursuivra ses activités de sensibilisation pour fidéliser cette clientèle⁶⁰.

⁵⁸ Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, p. 30.

⁵⁹ Dossier R-3854-2013.

⁶⁰ Pièce B-0005, p. 18.

[100] Le Distributeur poursuivra ses travaux de R&D avec l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (l'IREQ). Ces travaux portent sur la gestion de la demande en puissance, particulièrement ceux reliés à l'interruption de charges à distance sur de courtes périodes. À plus long terme, les travaux de l'IREQ cibleront également des moyens de réduction de puissance de plus longue durée.

[101] Le Distributeur indique aussi son intention de poursuivre l'analyse du potentiel commercialement réalisable des mesures identifiées dans le potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance.

[102] En ce qui a trait à la préoccupation de la Régie sur la croissance de ses besoins en puissance, le Distributeur indique qu'il met tout en œuvre pour déployer rapidement les nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance planifiés. Il indique que le projet de chauffe-eau interruptible est devancé d'une année, qu'un projet pilote sera en place pour l'hiver 2014-2015 et que différentes technologies seront testées dans le cadre de ce projet pilote⁶¹.

[103] Le Distributeur précise qu'une mesure par laquelle un client lui permettrait d'aller interrompre son chauffe-eau pendant trois ou quatre heures à la pointe est bien une mesure du type « tarif interruptible » et elle est incluse du côté de l'offre. Elle est donc considérée comme un moyen de gestion de la demande en puissance incluse dans la quantité de 300 MW prévue au bilan⁶².

[104] Enfin, le Distributeur précise que, dans le cadre de l'appel d'offres en puissance de long terme qu'il se propose de lancer en février 2015, les projets de gestion de la demande ne seront pas admissibles. À cet égard, le Distributeur indique qu'il considère déjà ces possibilités de gestion de la demande dans sa prévision des besoins en puissance et que cette approche déplacerait des quantités « *d'un côté du bilan vers l'autre [et] ne nous amènerait pas des quantités additionnelles pour pouvoir répondre à la demande* ». Il ajoute que l'appel d'offres couvre une période de 20 ans et qu'il est peu probable d'obtenir une telle quantité de puissance à partir de moyens de gestion en puissance pour cette durée⁶³.

⁶¹ Pièce B-0100, p. 167.

⁶² Pièce A-0062, p. 124 et 125.

⁶³ Pièce A-0062, p. 169.

Position des intervenants

[105] Certains intervenants jugent que le Distributeur ne fait pas assez d'efforts pour réduire la consommation à la pointe, comme en témoigne le budget qui est affecté aux mesures de gestion de la consommation.

[106] Le GRAME recommande qu'un plan stratégique visant à réduire la demande en puissance soit déposé par le Distributeur et que ce plan inclue des mesures plus agressives de gestion de la demande utilisant le parc de compteurs intelligents.

[107] Le GRAME considère que le Distributeur devrait s'inspirer de certaines mesures incitatives telles que celles mises de l'avant par le distributeur Con Edison pour réduire la consommation à la pointe⁶⁴.

[108] Le RNCREQ considère que, pour répondre à ses besoins en puissance, le Distributeur devrait examiner toutes les options possibles. Le RNCREQ ne souhaite pas répéter l'expérience de l'appel d'offres de 2002 qui a occasionné une situation de surplus énergétiques ayant de graves conséquences encore aujourd'hui.

[109] Le RNCREQ insiste sur l'importance de cibler certains moyens de gestion de la demande en puissance, dont l'utilisation du stockage thermique et l'activation des cartes Zigbee. Il recommande ainsi à la Régie d'ordonner au Distributeur de formuler un nouveau document plus complet, permettant la prise de décisions sur le recours aux mesures de gestion de la demande en puissance⁶⁵.

[110] Le RNCREQ dépose un rapport d'analyse externe présentant un certain nombre d'approches technologiques possibles avec les compteurs de nouvelle génération pour répondre à des besoins en puissance. Selon cet intervenant, certaines de ces approches permettraient aux consommateurs de contribuer directement aux besoins de puissance du Distributeur. Il s'agirait, en effet, d'un type de puissance interruptible dans le secteur résidentiel qui pourrait être conçu comme un programme tarifaire ou commercial⁶⁶.

⁶⁴ Pièce C-GRAME-0040, p. 7.

⁶⁵ Pièce C-RNCREQ-0043, p. 6 et 7.

⁶⁶ Pièce C-RNCREQ-0015, p. 24 et 25.

[111] Le ROÉÉ considère que l'ajout de moyens en gestion de la demande en puissance et le stockage d'énergie permettraient non seulement de repousser, mais aussi d'éviter complètement le recours au lancement d'un appel d'offres de long terme⁶⁷.

[112] Au soutien de ses propos, le ROÉÉ dépose une revue de presse annonçant la participation d'Hydro-Québec et de Sony au développement d'un système de stockage d'énergie de grande capacité pour les réseaux électriques. Cet article traite de l'utilisation des systèmes de stockage d'énergie de grande capacité utilisés pour répondre aux pointes de demande des réseaux électriques, afin de compenser les fluctuations des sources d'électricité intermittentes, comme le solaire et l'éolien, et de stabiliser l'alimentation en cas de panne ou de désastre⁶⁸.

[113] Le ROÉÉ recommande que la Régie demande au Distributeur de fusionner l'étude du potentiel technico-économique d'économie d'énergie et l'étude du potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance au sein d'une seule étude du potentiel technico-économique d'efficacité énergétique, qui incorporerait les impacts en énergie et en puissance des diverses mesures. Cela permettrait d'avoir une meilleure vue d'ensemble des mesures d'économie d'énergie et de gestion de la puissance disponibles et permettrait de mieux prioriser les interventions en efficacité énergétique et en gestion de la demande⁶⁹.

[114] Avant de contracter des approvisionnements de long terme fondés sur une prévision de croissance additionnelle de la demande en puissance industrielle sur le réseau intégré, SÉ-AQLPA estime que le Distributeur devrait faire preuve de prudence en tentant de maximiser ses options d'approvisionnements alternatifs, dont ceux de court terme, tant que les ajouts prévus en demande de puissance ne se seront pas raffermis⁷⁰.

Opinion de la Régie

[115] À l'instar du Distributeur, la Régie estime que les mesures de gestion de la demande à prendre en compte dans le bilan de puissance à l'horizon du Plan doivent être disponibles sur le marché et éprouvées d'un point de vue technologique. À cet égard, **la Régie demande au Distributeur de prioriser sa veille des nouvelles technologies en**

⁶⁷ Pièce C-ROÉÉ-0077, p. 3.

⁶⁸ Pièce C-ROÉÉ-00075, p. 1 à 4.

⁶⁹ Pièce C-ROÉÉ-0040, p. 12.

⁷⁰ Pièce C-SÉ-AQLPA-0028, p. iii.

gestion de la demande et de concevoir des programmes en gestion de la demande plus ambitieux.

[116] Par ailleurs, vu l'avancement du projet Lecture à distance (projet LAD), qui devrait être complété en 2016, et le déploiement de l'infrastructure de communication afférente à ce projet, la Régie considère que le Distributeur devrait déjà réfléchir à des approches techniques, tarifaires ou commerciales qui auraient, selon les différents segments de marché, un impact sur les appels de puissance en hiver.

[117] La Régie ne juge pas nécessaire, comme le propose le ROÉÉ, de fusionner l'étude du potentiel technico-économique d'économie d'énergie avec celui de gestion de la demande. Elle considère que ces programmes donnent déjà une vue d'ensemble des mesures commercialement réalisables.

[118] Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour, dans le cadre de l'état d'avancement 2015 du Plan, le potentiel technico-économique en gestion de la demande, en tenant compte des prix de la puissance obtenus lors de l'appel d'offres A/O 2014-01, en particulier ceux des années 2016-2017 et 2017-2018, puisqu'ils correspondent davantage aux coûts évités qui seraient applicables à l'implantation de nouvelles mesures de gestion de la demande.

3.3.4 APPEL AU PUBLIC

[119] Le Distributeur entend continuer à recourir aux appels au public lorsque nécessaire. Il vise d'ailleurs à augmenter la notoriété de ce moyen et compte analyser l'impact de ce moyen sur plusieurs hivers successifs.

[120] Cependant, ce moyen n'est pas sous le contrôle du Distributeur et il n'entend pas l'intégrer à son bilan en puissance en tant que moyen de gestion de la pointe.

Position des intervenants

[121] SÉ-AQLPA considère que cet outil est un moyen de dernier recours et doit être considéré en mode opérationnel et non en mode planification. À cet effet, il recommande à la Régie d'accepter la stratégie du Distributeur⁷¹.

[122] L'AHQ-ARQ constate, à partir des résultats obtenus ces dernières années, que le Distributeur a toujours obtenu un impact d'au moins 300 MW lorsque ce moyen était utilisé. À la lumière de ces résultats, et comme le Distributeur entend augmenter la notoriété des appels au public, l'intervenant considère que les résultats n'en seront que meilleurs.

[123] L'AHQ-ARQ recommande donc que le Distributeur « *ajoute dans son bilan de puissance à partir du prochain hiver un moyen de gestion de 300 MW pour l'appel au public et que pour le prochain État d'avancement du Plan, le Distributeur fournisse une étude et propose une augmentation de la puissance associée à l'appel au public au-delà de cette valeur de 300 MW sur l'horizon du Plan* »⁷².

[124] Le ROEE demande également d'inclure une puissance de 300 MW au bilan en puissance résultant de l'appel au public. De plus, il recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de communiquer systématiquement le résultat de ses appels au public et de bonifier sa stratégie de communication⁷³.

Opinion de la Régie

[125] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'exclure l'appel au public dans son bilan en puissance, étant donné le caractère imprévisible de son impact.

⁷¹ Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, p. 29.

⁷² Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 63 à 66.

⁷³ Pièce C-ROEE-0040, p. 15.

3.3.5 CONCLUSION SUR LE BILAN EN PUISSANCE

[126] La Régie est satisfaite du bilan en puissance présenté par le Distributeur sous réserve des éléments décisionnels énoncés précédemment.

3.4 CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

[127] Les Conventions d'énergie différée (les Conventions) permettent au Distributeur de différer l'énergie des contrats de base de 350 MW et cyclables de 250 MW pour la rappeler avant 2027 et, ainsi, répondre à des besoins futurs aux coûts prévus à ces contrats.

[128] Au-delà des 600 MW prévus dans ces deux contrats, le Distributeur peut rappeler, à sa discrétion, 400 MW additionnels, pour un total de 1000 MW. Également, il peut demander un rappel additionnel de 400 MW, pour un total de 1400 MW. Ces 400 MW additionnels sont cependant à la discrétion d'Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur). En été, soit de juin à septembre, le Producteur possède un droit de refus pour les rappels au-delà de la quantité contractuelle de 600 MW.

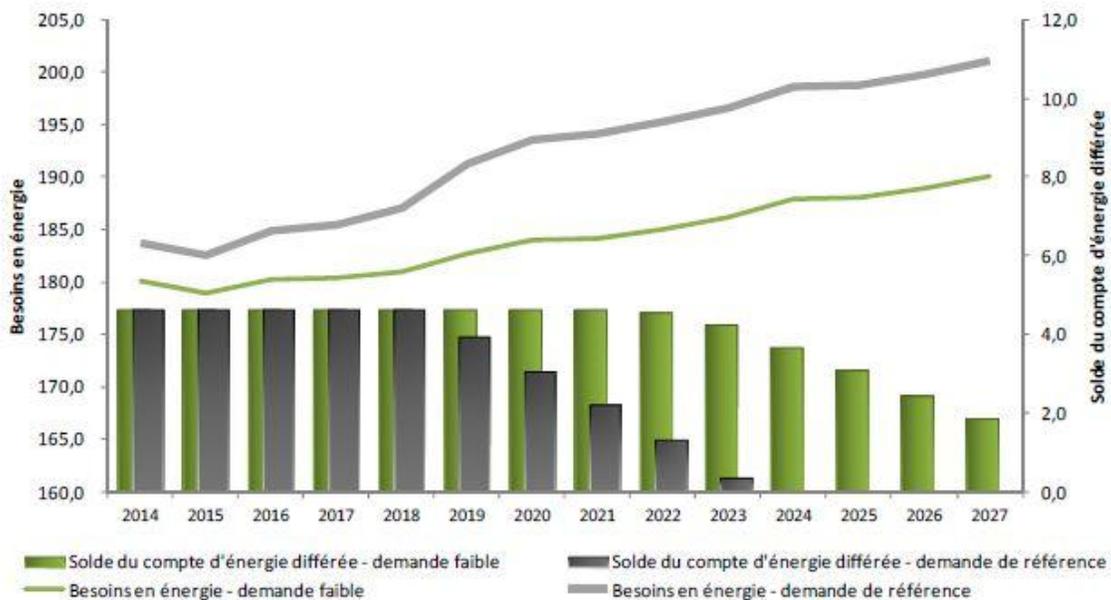
[129] Dans le contexte actuel de l'équilibre offre-demande, le Distributeur ne planifie plus avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin des Conventions. Il indique que les Conventions ne peuvent plus être utilisées conformément à leur finalité, soit de reporter des livraisons qui permettent de combler des besoins futurs, tout en s'assurant, avec certitude, de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro avant l'échéance des Conventions⁷⁴. Quant au contrat cyclable, le Distributeur peut programmer l'énergie dont il a besoin en hiver et ne rien programmer pendant les autres mois de l'année.

[130] Le Distributeur présente deux scénarios de demande. Dans le scénario de référence, si aucune quantité additionnelle n'était différée et aucun bloc d'énergie additionnel à ceux planifiés par le Distributeur n'était ajouté, le solde serait entièrement écoulé en 2024. Par contre, dans un scénario de demande faible, les besoins du Distributeur justifieraient le rappel de seulement 2,7 TWh d'ici la fin des Conventions et un solde de 1,9 TWh ne pourrait alors être écoulé avant 2027.

⁷⁴ Pièce B-0005, p. 25.

[131] Le graphique 1 présente l'évolution du solde du compte d'énergie différée, si aucune quantité n'était différée d'ici l'échéance des Conventions, selon les deux scénarios.

Graphique 1
Gestion du compte d'énergie différée
Évolution du solde selon deux scénarios de demande
(en TWh)



Source : pièce B-0005, p. 25.

Position des intervenants

[132] Plusieurs intervenants sont en désaccord avec la stratégie proposée par le Distributeur.

[133] L'AHQ-ARQ indique que le Distributeur a intérêt à différer des surplus qui surviennent en période d'été et, en contrepartie, à rappeler davantage d'énergie en période d'hiver. Les Conventions offrent cette possibilité au cours d'une même année. Il en résultera un meilleur appariement des moyens disponibles avec le profil de la charge. Une partie de cette énergie rappelée remplacera celle qui serait obtenue sur les marchés de court terme en hiver, et le reste se traduira en énergie patrimoniale inutilisée. L'intervenant indique que le fait de réduire les achats à court terme ne génère pas de surplus.

[134] L'intervenant considère que cette façon de procéder ne constitue pas de la spéculation. Selon les Conventions, la spéculation consiste à procéder à des rappels d'énergie pour la revendre sur les marchés de court terme afin d'en tirer profit.

[135] L'AHQ-ARQ conclut « *qu'il serait avantageux pour le Distributeur de procéder à des retours d'énergie de 400 MW pour tous les mois d'hiver à compter de l'hiver 2014-2015. Par conséquent, il devrait modifier sa stratégie d'énergie différée et rappelée sur l'horizon 2014-2027* »⁷⁵.

[136] L'AHQ-ARQ recommande également « *qu'à chaque année le Distributeur justifie ses décisions de différer ou de rappeler de l'énergie des Conventions amendées auprès de la Régie à l'aide d'un modèle de justification économique comme celui qu'il a utilisé pour justifier les Conventions amendées lors du dossier R-3726-2010* »⁷⁶.

[137] L'AQCIE-CIFQ indique ce qui suit :

*« Soulignons d'abord que la menace que laisse planer le Distributeur de ne pas pouvoir rappeler l'énergie différée avant 2027 est sans fondement : tel qu'il ressort des tableaux de l'annexe 4C (HQD-1, Doc-2.3, p. 41), le Distributeur est assuré de pouvoir rappeler beaucoup plus que les 4,7 TWh présentement en banque »*⁷⁷.

[138] L'intervenant précise, comme le montre le tableau 6, que le Distributeur ne fait aucun rappel pendant sept ans et que, pour les autres années, il existe encore une possibilité de rappels pendant neuf mois. Le Distributeur néglige aussi la possibilité que le Producteur accepte de lui laisser rappeler plus que 400 MW par mois. Selon l'intervenant, le Distributeur a toute la latitude nécessaire pour rappeler l'énergie qu'il différerait dans les prochaines années.

⁷⁵ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 40 et 41.

⁷⁶ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 42.

⁷⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, p. 4.

Tableau 6
Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le
scénario de demande de référence

Sommaire des contrats en base et cyclable
Données mensuelle (MW) et annuelles (TWh)

	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	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	0	0	0
FÉVRIER	0	0	0	700	400	400	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	90	0	0	0
MARS	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0	0	0	0
AVRIL	0	-600	-600	0	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	0
JUIN	-500	-600	0	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	0
AOÛT	-500	-600	0	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	0
OCTOBRE	-600	-600	0	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	0
DÉCEMBRE	-200	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	400	400	400	400	0	0	0	0
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	0,0
Totalrappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,9	0,9	0,9	1,0	0,4	0,0	0,0	0,0
Solde	-2,1	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-3,9	-3,1	-2,2	-1,3	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,0

Source : Pièce B-0008, p. 41.

[139] Enfin, en audience, l'AQCIE-CIFQ précise, en ce qui à trait à l'esprit des Conventions, que l'on doit se « *référer aux contrats et non pas aux interprétations que peuvent en faire des années plus tard les parties qui étaient impliquées* »⁷⁸.

[140] Par ailleurs, l'intervenant ne croit pas que les Conventions soient restrictives au point que le Distributeur ne puisse différer de l'énergie sans la certitude que le solde soit à zéro en 2027.

[141] Le RNCREQ propose que le Distributeur diffère de l'énergie à court terme et rappelle la même quantité plus tard en utilisant la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale. Cela revient à reporter dans le temps de l'énergie patrimoniale inutilisée tout en permettant de diminuer le coût actualisé total des approvisionnements sur la période du Plan. Cette stratégie est neutre sur le plan énergétique par rapport à la stratégie du Distributeur, mais elle permet de diminuer le coût des approvisionnements du Distributeur sur la période du Plan⁷⁹.

⁷⁸ Pièce A-0047, p. 190.

⁷⁹ Pièce C-RNCREQ-0019, p. 52.

[142] En audience, le RNCREQ souligne le fait que le Distributeur a annoncé une demande supplémentaire de 14,4 TWh sur la période 2014-2023 et que cette quantité augmenterait à 22,7 TWh si cette consommation supplémentaire se poursuit jusqu'à l'année 2027, soit l'année de la fin des Conventions.

[143] UC juge qu'un scénario plus fort n'est pas à exclure et soutient que la stratégie de différer de l'énergie en 2015 et 2016 pourrait s'avérer rentable.

[144] UC recommande à la Régie :

« [...] de retenir comme stratégie prioritaire de gestion des surplus d'énergie, l'utilisation des Conventions et l'option de différer de l'énergie, et ce, pour la durée du Plan. De façon complémentaire, UC recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur dépose une analyse économique visant l'utilisation optimale des Conventions d'énergie différée pour sa clientèle, et en présente les résultats dans le cadre du prochain dossier tarifaire »⁸⁰.

[145] En audience, le Distributeur affirme que la proposition du RNCREQ serait en contradiction avec l'esprit des Conventions. Selon lui, l'énergie doit être rappelée pour des besoins fermes, sinon on se retrouverait à faire d'une certaine façon de la spéculation sur le marché. Il ajoute que cela reviendrait à transférer de l'énergie patrimoniale inutilisée à travers le temps, ce qui n'est pas dans l'esprit des Conventions.

[146] En plaidoirie, le Distributeur réaffirme que les Conventions sont là pour répondre à des besoins fermes identifiés et qu'on doit appliquer une approche prudente voulant que le Distributeur respecte la lettre et l'esprit des Conventions, c'est-à-dire qu'il fasse en sorte que le solde du compte soit à zéro à l'expiration des Conventions.

[147] Le Distributeur est aussi en désaccord avec l'utilisation des Conventions pour répondre à des besoins de puissance, puisqu'elles visent à répondre à des besoins en énergie ferme.

[148] OC et SÉ-AQLPA recommandent à la Régie d'approuver la stratégie du Distributeur qui consiste à ne pas différer d'énergie supplémentaire dans le cadre des

⁸⁰ Pièce C-UC-0010, p. 27.

Conventions. OC estime cependant que le Distributeur devrait considérer davantage les opérations sur les marchés externes.

Opinion de la Régie

[149] La Régie constate que le bilan en énergie déposé dans le présent dossier diffère peu de celui qui a été déposé dans le dossier R-3854-2013. Elle en conclut qu'il n'y a pas de changement significatif à prévoir pour les besoins en énergie à combler sur l'horizon du Plan. Pour les motifs invoqués par le Distributeur, **la Régie considère qu'il n'y a pas lieu de différer de l'énergie à court terme en 2015**. Toutefois, cette option devrait demeurer ouverte en fonction de l'évolution de la prévision de la demande.

[150] La Régie note que le Distributeur a la possibilité de programmer l'énergie du contrat cyclable entre zéro et 250 MW et de ne s'en servir que pour quelques centaines de GWh en hiver. Pour cette raison, le bilan en puissance du Distributeur inclut 600 MW pour ces deux contrats (350 MW en base et 250 MW de cyclable). Le Distributeur peut programmer les livraisons du contrat cyclable la veille pour le lendemain et modifier son programme à une heure d'avis⁸¹. Il s'agit d'un de ses outils les plus flexibles pour répondre à des besoins de très court terme. Cette flexibilité s'ajoute, notamment, à ses outils de gestion de court terme.

[151] De plus, la Régie note que le bilan en puissance du Distributeur déposé au dossier le 19 juin 2014⁸² montre des prévisions d'utilisation des Conventions de 600 MW, 800 MW et 1000 MW, respectivement pour les hivers 2017-2018, 2018-2019 et 2019-2020.

[152] Or, le bilan en puissance déposé dans le présent dossier en novembre 2013⁸³ montre que le Distributeur envisageait plutôt de rappeler 600 MW, 1000 MW et 1000 MW, respectivement pour les hivers 2017-2018, 2018-2019 et 2019-2020. La sous-utilisation des Conventions pour l'hiver 2018-2019, selon le bilan de puissance déposé en juin 2014, a pour effet d'augmenter la contribution des marchés de court terme de 1500 MW à 1700 MW pour cet hiver.

⁸¹ Dossier 3515-2003, pièce HQD-1, doc. 2, p. 14.

⁸² Pièce B-0085, p. 3.

⁸³ Pièce B-0005, p. 28.

[153] **La Régie est d'avis qu'il est raisonnable que le Distributeur ajoute 200 MW pour l'hiver 2018-2019 dans son bilan en puissance.** Elle considère qu'un rappel de 200 MW de plus à l'hiver 2018-2019, permettrait au Distributeur de disposer d'une marge de manœuvre pour les contrats à venir découlant de son appel d'offres de puissance à long terme. La Régie note, à ce sujet, que le Distributeur a déjà rappelé 400 MW et plus pour les mois de janvier et février 2011, 2012 et 2013⁸⁴ pour combler des besoins en énergie ferme.

3.5 CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME

[154] La stratégie du Distributeur inclut l'acquisition de produits de puissance sur les marchés de court terme, lesquels sont requis afin de respecter le critère de fiabilité.

[155] À cet effet, le Distributeur indique avoir poursuivi son analyse du marché de court terme afin, notamment, d'accroître le nombre de fournisseurs potentiels pour combler ses besoins, tant en puissance qu'en énergie. D'ailleurs, ses démarches de prospection lui ont permis d'entreprendre des discussions avec deux entreprises qui se sont soldées par la signature d'une convention de transactions de l'Edison Electric Institute (EEI)⁸⁵.

[156] Ses démarches lui ont aussi permis d'identifier de nouvelles contreparties potentielles à ses activités, pour lesquelles il entend maintenir l'intérêt pour d'éventuels appels d'offres⁸⁶.

[157] Ainsi, outre le potentiel de 1100 MW identifié sur le marché de New York, le Distributeur considère que la mise en commun des autres marchés, y compris le marché interne, constitue désormais un bassin d'approvisionnements potentiels lui permettant d'ajouter une contribution des marchés de court terme de 400 MW. Ceci porte la contribution potentielle des marchés de court terme à 1500 MW⁸⁷.

⁸⁴ Pièce B-0008, p. 41.

⁸⁵ Pièce B-0021, p. 34.

⁸⁶ Pièce B-0026, p. 34 et 35.

⁸⁷ Pièce B-0005, p. 29.

[158] De plus, le Distributeur précise qu'il réalisera ses achats avec un délai suffisamment long, pouvant aller d'un an à trois ans. D'ailleurs, il ajoute à son bilan les résultats obtenus à la suite de son appel d'offres A/O 2014-01 afin de couvrir une portion des besoins en puissance d'hiver pour les périodes 2014-2015 à 2017-2018⁸⁸.

Position d'AHQ-ARQ

[159] L'AHQ-ARQ accueille favorablement la décision du Distributeur d'ajouter une contribution de 400 MW des marchés de court terme au bilan de puissance, portant le potentiel à 1500 MW. Toutefois, elle considère que cette valeur est faible par rapport aux évaluations du partage de réserve réalisées par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) dont la dernière évaluation varie entre 2892 et 3747 MW⁸⁹.

[160] L'intervenant ne considère pas la valeur de la contribution des marchés de court terme de 1500 MW comme agressive. Il estime plutôt cette valeur à 2050 MW, sans égard aux contributions de l'Ontario, de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick⁹⁰.

Opinion de la Régie

[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.**

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

⁸⁸ Pièce B-0095, p. 7.

⁸⁹ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 69.

⁹⁰ Pièce B-0021, p. 26 et pièce A-0050, p. 119.

3.6 DISPONIBILITÉ ET CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS EN MODE IMPORT

[163] Le tableau 7 présente les capacités d'importation de référence ainsi que les capacités d'importation effectives à la pointe du réseau des interconnexions à partir des réseaux voisins.

Tableau 7
Capacité d'importation de référence au Québec et
capacité d'importation effective à la pointe (MW)
État de la situation pour la période 2013 – 2017

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité de transfert ⁹¹	Capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur ⁹²
Énergie La Lièvre – (MATI)	250	150
Énergie La Lièvre – (MAFA)	99	0
Labrador – (LAB)	515	265
Nouveau-Brunswick – (NB)	785	785*
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2000	0
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100	100
New York – Châteauguay (MASS)	1000	1000
Ontario – Beauharnois (LAW)	470	280**
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	85	0
Ontario – Outaouais (ON)	1250	1250**
TOTAL		3830

* Évaluation valide à court terme.

** Sous réserve des règles de l'IESO.

Source : Pièce B-0008, p. 45 et 49.

⁹¹ Pièce B-0008, p. 45.

⁹² Pièce B-0008, p. 49.

[164] Tel que demandé dans le cadre du dernier plan d'approvisionnement, le Distributeur intègre une mise à jour de l'information disponible au sujet des projets des nouvelles interconnexions. Il indique que d'ici 2017, aucun ajout ou changement significatif affectant les capacités d'importation n'est prévu.

Marché du Nouveau-Brunswick

[165] Le Distributeur précise qu'à court terme, les transits provenant des interconnexions avec le Nouveau-Brunswick peuvent être acheminés vers les centres de charge à la pointe du réseau. Toutefois, compte tenu de la croissance de la charge et de la production éolienne en Gaspésie au cours des prochaines années, des investissements pourraient être requis pour maintenir cette capacité de réception en pointe aux interconnexions avec le Nouveau-Brunswick⁹³.

[166] L'AHQ-ARQ considère que la zone de réglage des Maritimes dispose de surplus de puissance importants qui seraient potentiellement disponibles pour tous les hivers de l'horizon du Plan.

[167] Il recommande à la Régie de demander au Distributeur de produire, lors du prochain plan d'approvisionnement, une étude évaluant les investissements qui seraient requis pour assurer la capacité de réception aux interconnexions avec le Nouveau-Brunswick⁹⁴.

Marché de la Nouvelle-Angleterre

Chemin NE-HQT

[168] Selon le Distributeur, la capacité de réception du chemin NE-HQT, établie à 2 000 MW, n'est pas disponible lorsque le poste Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A, au bénéfice de la charge locale. Il s'agit de la configuration la plus fréquente durant les heures de forte consommation au Québec⁹⁵.

⁹³ Pièce B-0008, p. 47.

⁹⁴ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 70.

⁹⁵ Pièce B-0008, p. 47.

[169] De plus, l'utilisation de cette interconnexion est assujettie à l'achat de droits de passage fermes sur la portion américaine de la ligne qui sont détenus par un nombre limité de détenteurs et qui doivent être négociés de gré à gré.

[170] EBM considère que le Distributeur devrait tenir compte d'une contribution de l'interconnexion Radisson – Nicolet – Sandy Pond à son bilan de puissance⁹⁶.

Projet Northern Path

[171] Au sujet de la future interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre, le Distributeur précise que le design actuel du projet n'inclut pas son utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec. Toutefois, il est prêt, advenant que le projet obtienne les autorisations requises, à présenter une telle demande. Selon lui, les délais qu'implique une telle demande seraient beaucoup plus courts que ceux reliés à la construction de la nouvelle ligne.

[172] Selon l'AHQ-ARQ, la zone de réglage de la Nouvelle-Angleterre montre des surplus de puissance importants pour tous les hivers du Plan. Par contre, il admet que certaines contraintes peuvent limiter l'accès aux importations en provenance de la Nouvelle-Angleterre, mais déplore que le Distributeur n'ait pas fait d'évaluation chiffrée.

[173] Ainsi, l'AHQ-ARQ recommande que la Régie demande au Distributeur de produire, lors du prochain plan d'approvisionnement, une étude évaluant les possibilités d'importation en provenance de la Nouvelle-Angleterre pour la période avant la mise en service de l'interconnexion Northern Pass et pour la période après cette mise en service⁹⁷.

Marché de New York

[174] Actuellement, le Distributeur considère une contribution potentielle de 1100 MW en provenance des interconnexions avec New York.

[175] Il précise que le futur projet Champlain Hudson Power Express (CHPE), dont la mise en service est prévue pour l'automne 2017, est conçu pour permettre l'exportation

⁹⁶ Pièce C-EBM-0010, p. 16.

⁹⁷ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 71.

de 1000 MW du Québec jusqu'à la ville de New York. Il précise que l'option d'importer à partir de New York pourrait techniquement être intégrée au projet en formulant une demande au NYISO, après que CHPE ait obtenu le permis requis pour aller de l'avant avec son projet. Toutefois, le Distributeur considère que l'intérêt d'une telle option est plutôt mitigé, étant donné que le point de chute est situé dans la ville de New York et que le prix de la puissance y est beaucoup plus élevé que dans les autres zones.

[176] Selon l'AHQ-ARQ, la zone de réglage de New York montre des surplus de puissance importants pour tous les hivers du Plan. Ainsi, il recommande que la Régie demande au Distributeur de produire, lors du prochain plan d'approvisionnement, une étude évaluant les possibilités d'importation en provenance de New York pour la période après la mise en service de l'interconnexion CHPE⁹⁸.

Marché de l'Ontario

[177] En ce qui a trait aux capacités d'importation de l'Ontario, le Distributeur précise que mise à part l'interconnexion à courant continu, d'une capacité de 1200 MW, les autres interconnexions demeurent limitées, puisqu'elles nécessitent que des groupes turbo-alternateurs des centrales de l'*Ontario Power Generation Inc.* (OPG) soient détachés du réseau ontarien pour être rattachés au réseau du Transporteur.

[178] De plus, le Distributeur rappelle que, bien que des capacités d'importation en provenance du réseau ontarien soient disponibles à la pointe, les règles particulières appliquées par l'*Independent Electricity System Operator* (IESO) de l'Ontario stipulent que l'énergie peut, en tout temps, être rapatriée par l'IESO afin de prioriser l'alimentation de sa charge locale.

[179] Selon l'AHQ-ARQ, il semble raisonnable que l'IESO priorise l'alimentation de la charge locale de l'Ontario et cette priorité est probablement semblable pour tous les réseaux. Il considère que des surplus de puissance importants sont disponibles pour tous les hivers du Plan et qu'il en découle des marges de manœuvre confortables qui ne devraient pas préoccuper le Distributeur.

⁹⁸ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 70 et 71.

[180] En conséquence, il recommande que la Régie demande au Distributeur de produire, lors de l'état d'avancement 2014 du plan d'approvisionnement, une étude évaluant les possibilités d'achats de court terme en provenance de l'Ontario⁹⁹.

[181] De plus, l'intervenant, dépose un tableau montrant les importations très significatives en provenance de l'Ontario lors des heures de forte pointe durant l'hiver 2013-2014. Il recommande que la Régie demande au Distributeur d'augmenter dès maintenant la capacité totale des marchés de court terme à 2000 MW, avant même que soient réalisées des études plus détaillées sur la contribution des marchés à court terme à considérer dans son bilan de puissance¹⁰⁰.

[182] L'AQCIE-CIFQ et EBM indiquent qu'il y a une possibilité que les règles actuelles de l'IESO changent et permettent à des producteurs situés en Ontario d'exporter de la puissance¹⁰¹.

[183] EBM considère que l'interconnexion principale entre le Québec et l'Ontario de 1250 MW devrait être incluse afin que la puissance des marchés limitrophes à l'Ontario puisse servir à alimenter les besoins du Québec¹⁰².

[184] À cet effet, EBM précise qu'elle ne conteste pas l'analyse du Distributeur concernant les règles de marché en Ontario. Elle propose par ailleurs au Distributeur d'acheter de la puissance sur les réseaux limitrophes à l'Ontario par des transactions de passage. Elle ajoute que la valeur de la puissance sur ces marchés est souvent plus basse que dans les marchés comme la Nouvelle-Angleterre ou New York, ces derniers ayant beaucoup plus de capacité¹⁰³.

[185] De plus, EBM considère que le Distributeur devrait augmenter la limite d'interconnexion associée avec le réseau d'Énergie La Lièvre. À cet égard, elle précise ne pas avoir de restriction hydrique qui limiteraient sa production dans la période hivernale à moins de 250 MW¹⁰⁴.

⁹⁹ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 72 à 74.

¹⁰⁰ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 74.

¹⁰¹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0034, p. 11 et pièce C-EBM-0025, p. 10.

¹⁰² Pièce C-EBM-0010, p. 16.

¹⁰³ Pièce A-0050, p. 41 et 42.

¹⁰⁴ Pièce A-0050, p. 43.

Opinion de la Régie

[186] La Régie juge raisonnables, à ce stade, les contributions proposées par le Distributeur pour les marchés du Nouveau-Brunswick, de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

[187] En ce qui a trait au marché de l'Ontario, la Régie demande cependant au Distributeur de présenter, dans le prochain état d'avancement du Plan, une mise à jour des disponibilités de puissance sur ce marché et, le cas échéant, de mettre à jour son bilan en puissance en considérant ces résultats.

[188] La Régie considère que le potentiel du marché de la Nouvelle-Angleterre, avec la future interconnexion Northern Path, semble présenter une opportunité intéressante. Cette interconnexion permettrait d'augmenter les disponibilités du marché de court terme. **Elle demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement, un suivi au sujet de l'interconnexion Northern Path.**

[189] **La Régie demande au Distributeur d'intégrer au prochain plan d'approvisionnement une mise à jour des capacités des différentes interconnexions actuelles et futures, de même qu'une mise à jour de l'évolution de la capacité des marchés internes.**

3.7 UTILISATION DU PARTAGE DE RÉSERVE

[190] Tel que demandé par la Régie¹⁰⁵, le Distributeur présente un tableau résumant ses achats de puissance sur les marchés de court terme depuis l'hiver 2007-2008 et précise que les quantités d'énergie appelées sont essentiellement reliées aux conditions climatiques¹⁰⁶.

[191] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur et considère comme pertinent de maintenir cette information à jour. En conséquence, la Régie demande au Distributeur, pour le prochain plan d'approvisionnement et dans les états

¹⁰⁵ Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p 64 et 65.

¹⁰⁶ Pièce B-0008, p. 53.

d'avancement du Plan, de présenter la mise à jour de ce tableau en inscrivant, pour chacune des périodes, la valeur du potentiel de partage de réserve évaluée par le NPCC.

3.8 CONTRIBUTION EN PUISSANCE DE LA CENTRALE DE TCE

[192] Le Distributeur entend mettre en place d'autres moyens pour combler ses besoins en puissance à la pointe. Parmi ceux-ci, l'acquisition d'un service de pointe de la centrale de Trans Canada Énergie (TCE) est actuellement en discussion¹⁰⁷.

[193] À cet effet, le Distributeur précise que son objectif est de transformer le contrat ainsi que la centrale de TCE en centrale de pointe (« peaker ») qui serait disponible pour 2018¹⁰⁸. Cette contribution au bilan en puissance pourrait varier de 300 à 500 MW¹⁰⁹.

Position des intervenants

[194] Selon l'AHQ-ARQ, le Distributeur devrait ajouter à son bilan en puissance la contribution de la centrale de TCE dès 2018-2019. Il précise qu'en comptant sur une puissance de seulement 300 MW de la centrale de TCE, le Distributeur disposerait de suffisamment de puissance pour satisfaire ses critères de fiabilité et n'aurait, par conséquent, pas besoin de recourir à un appel d'offres en puissance de long terme¹¹⁰.

[195] L'AQCIE-CIFQ « demande à la Régie d'évaluer avec précaution la possibilité de convertir la centrale de TCE en centrale de pointe, compte tenu du fait que les livraisons en base de la centrale pourraient être très utiles pour optimiser les coûts globaux du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur et aussi répondre aux besoins en énergie du Distributeur à parti[r] de 2022 »¹¹¹.

¹⁰⁷ Pièce B-0095, p. 8 et pièce A-0062, p. 93 à 96.

¹⁰⁸ Pièce A-0062, p. 41.

¹⁰⁹ Pièce A-0062, p. 182.

¹¹⁰ Pièce C-AHQ-ARQ-0030, p. 8.

¹¹¹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0034, p. 10.

Opinion de la Régie

[196] La Régie constate que le Distributeur n'a pas inclus de contribution de la centrale de TCE à son bilan en puissance. Elle juge que cette contribution pourrait avoir un impact significatif sur ce bilan. **Elle demande donc au Distributeur de l'informer de l'évolution des discussions en cours avec TCE dans l'état d'avancement 2015, ou avant si une entente était conclue.**

3.9 CONTRIBUTION ÉOLIENNE EN PUISSANCE

[197] Le Distributeur intègre à son bilan en puissance une contribution correspondant à la valeur de la puissance garantie obtenue dans le cadre de l'entente d'intégration éolienne, soit 35 % de la puissance contractuelle en exploitation de l'ensemble des parcs éoliens sous contrats et à venir, incluant un bloc de 800 MW¹¹².

[198] Le tableau 8 présente la contribution des parcs éoliens au bilan en puissance.

Tableau 8
Contribution éolienne au bilan en puissance à 35 %
(MW)

	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Éolien : 4000MW*	935	1098	1098	1229	1308	1308	1378	1378	1375

* La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

Source : Pièce B-0005, p. 28.

¹¹² Nouveau bloc de production éolienne annoncé par le Gouvernement le 10 mai 2013.

Position des intervenants

[199] L'AHQ-ARQ suggère une série de mesures à l'égard de l'évaluation de la contribution éolienne en puissance réalisée par le Distributeur. De plus, l'intervenant suggère d'intégrer le résultat de la décision dans le dossier R-3848-2013 dès qu'il sera connu¹¹³.

[200] L'AQPER considère que « *les contrats en énergie éolienne viennent ainsi contribuer de façon significative à répondre aux besoins en puissance du Distributeur et évitent de ce fait même des achats onéreux en période de pointe sur les marchés de court terme des réseaux voisins durant la période hivernale* »¹¹⁴.

[201] UC soumet que la décision à l'égard du dossier R-3848-2013 pourrait avoir un impact à la baisse sur le bilan en énergie et recommande que le Distributeur inclue un tel scénario à la planification de l'équilibre offre-demande et de la gestion des surplus en énergie¹¹⁵.

Opinion de la Régie

[202] La Régie rappelle qu'elle a exclu du débat relatif au Plan le sujet du service d'intégration éolienne tant que la demande d'approbation relative aux caractéristiques de ce service sera en cours d'examen¹¹⁶.

[203] La Régie ne retient pas les mesures suggérées par l'AHQ-ARQ à l'égard de l'évaluation de la contribution éolienne en puissance. **La Régie est d'avis qu'il est prématuré d'intégrer une contribution éolienne en puissance différente avant que la décision dans le dossier portant sur les caractéristiques d'intégration éolienne (dossier R-3848-2013) soit rendue.**

¹¹³ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p. 6.

¹¹⁴ Pièce C-AQPER-0009, p. 7.

¹¹⁵ Pièce C-UC-0010, p. 23.

¹¹⁶ Pièce A-0002, p. 9, par. 29.

Nouveau bloc éolien

[204] Le Distributeur a intégré à son bilan un bloc de 800 MW constitué à partir des éléments suivants :

- 450 MW provenant des décrets 1149-2013¹¹⁷ et 1150-2013¹¹⁸;
- 149,65 MW provenant du décret 191-2014¹¹⁹;
- 200 MW attribués au Producteur.

[205] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur explique que l'ajout du bloc de 200 MW d'énergie éolienne fait suite, d'une part, aux modifications à l'article 74.1.1 de la Loi qui permettrait au Gouvernement de dispenser le Distributeur de recourir à un appel d'offres auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone. D'autre part, il comprend que le Producteur, en lien avec une communauté autochtone, pourrait conclure des contrats d'approvisionnement en électricité avec lui¹²⁰.

[206] La Régie juge raisonnable que la contribution projetée de 800 MW de production éolienne, telle que présentée par le Distributeur, soit intégrée au bilan de puissance.

3.10 SUIVI DES ACTIVITÉS D'APPROVISIONNEMENT DE COURT TERME ET DE L'ENTENTE GLOBALE CADRE

[207] La Régie maintient le suivi demandé dans la décision D-2008-133¹²¹ englobant l'ensemble des activités d'approvisionnement de court terme du Distributeur, à l'achat comme à la vente, incluant les transactions sous dispense et les résultats des appels d'offres de court terme.

¹¹⁷ Concernant le Règlement sur un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne.

¹¹⁸ Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne.

¹¹⁹ Concernant la dispense accordée au distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour la conclusion d'un contrat d'approvisionnement auprès d'un fournisseur lié à une communauté autochtone à l'égard d'un bloc d'énergie éolienne de 149,65 mégawatts.

¹²⁰ Pièce B-0026, p. 37.

¹²¹ Dossier R-3648-2007.

[208] Ce suivi, de même que le suivi prévu dans la décision D-2009-107¹²² demandant au Distributeur de déposer le relevé des livraisons réalisées dans l'année en vertu de l'entente globale cadre, sont maintenus selon la fréquence et les modalités établies dans la décision D-2011-162¹²³.

3.11 APPEL D'OFFRES EN PUISSANCE DE 1000 MW

[209] Le dernier bilan en puissance déposé par le Distributeur au mois d'octobre 2014 justifie, selon lui, le lancement d'un appel d'offres en puissance de long terme de 1000 MW additionnels à partir de l'hiver 2018-2019 sur une période de 20 ans.

[210] Il rappelle que l'évolution de ses besoins et de son portefeuille de moyens, dont ceux en gestion de la demande, lui ont permis jusqu'à maintenant de repousser le lancement d'un appel d'offres de long terme. Il précise que cet appel d'offres se situe à la marge de ses autres moyens¹²⁴.

[211] Dans le cadre de l'appel d'offres visé, le Distributeur entend appliquer la procédure d'appel d'offres de long terme, ainsi que la grille des critères qui ont déjà été approuvés par la Régie¹²⁵.

[212] De plus, afin de diversifier les sources d'approvisionnement, le Distributeur recherche un produit qui pourrait être divisé en deux ou trois blocs localisés sur des sites différents¹²⁶. Cependant, il précise en audience qu'il n'émettra pas d'exigences sur la taille minimale des blocs demandés¹²⁷.

¹²² Dossier R-3689-2009.

¹²³ Dossier R-3748-2010.

¹²⁴ Pièce B-0095, p. 2 à 4.

¹²⁵ Dossier R-3470-2001, décision D-2002-17 et dossier R-3525-2004, décision D-2004-212.

¹²⁶ Pièce B-0095, p. 5.

¹²⁷ Pièce A-0062, p. 83.

3.11.1 QUANTITÉ ET DURÉE

[213] Le Distributeur cherche à se procurer une puissance additionnelle à la pointe de 1000 MW pour une durée de 20 ans, à compter de l'hiver 2018-2019¹²⁸.

[214] Le produit visé par l'appel d'offres assurera l'équilibre offre-demande en puissance incluant une contribution attendue en énergie de 10 % en hiver, ce qui correspond aux 300 heures de plus forte charge¹²⁹. Cette quantité représente 3 % d'énergie annuellement.

Position des intervenants

[215] Selon l'AHQ-ARQ, le Distributeur n'aurait pas besoin de puissance additionnelle avant l'hiver 2020-2021. L'intervenant présente d'ailleurs un bilan en puissance qui tient compte de ses recommandations.

[216] Le bilan en puissance présenté par l'intervenant est composé, notamment, d'une contribution de 547 MW de la centrale de TCE à partir de 2018-2019, de 400 MW relatifs au maintien de la valeur des rappels d'énergie dès 2014-2015 et de 150 MW d'électricité interruptible additionnels, qui correspond au résultat de l'appel de proposition obtenu le 1^{er} octobre 2014, et ce, à partir de 2014-2015¹³⁰.

[217] De plus, il indique qu'il existe un potentiel d'achat de puissance sur les marchés de court terme plus important que ce que le Distributeur prévoit. Elle s'appuie sur le fait que le NPCC reconnaît que la zone Québec pourrait compter sur un partage de réserve entre 2892 MW et 3747 MW avec ses marchés limitrophes pour 2015¹³¹.

[218] La FCEI considère que, même si un appel d'offres est certainement un moyen valable de satisfaire les besoins en puissance du Distributeur, il est important de noter que d'autres options s'offrent à lui. À cet effet, l'intervenante évalue que ces autres options représentent au moins 800 MW de puissance constitués de :

¹²⁸ Pièce B-0095, p. 4.

¹²⁹ Pièce B-0100, p. 14.

¹³⁰ Pièce C-AHQ-ARQ-0030, p. 13.

¹³¹ Pièce C-AHQ-ARQ-0030, p. 11.

- 500 MW de la centrale TCE;
- 150 MW d'électricité interruptible additionnelle, quantité que les témoins du Distributeur dans le cadre de l'audience du 8 octobre considéraient comme qualifiable;
- 200 MW de rappels en vertu des conventions d'énergie différées¹³².

[219] Le GRAME recommande de réduire à 500 MW la quantité de puissance recherchée par l'appel d'offres. L'intervenant considère qu'un deuxième appel d'offres pourrait être lancé, après 2018-2019, advenant que des besoins additionnels soient nécessaires. Ainsi, cette manière de procéder permettrait de donner le temps nécessaire au Distributeur de développer des projets en gestion de la demande avec la technologie des compteurs de nouvelle génération. Le GRAME ajoute que la longueur des contrats envisagés, soit 20 ans, requiert de la prudence¹³³.

[220] Selon SÉ-AQLPA, le Distributeur doit faire preuve de prudence et tenter de maximiser ses options d'approvisionnements alternatifs, dont ceux de court terme¹³⁴. Elle ajoute qu'il ne faut pas que ce nouvel appel d'offres « *ne génère un autre éléphant blanc* »¹³⁵.

[221] Selon UC, il est imprudent que le Distributeur s'engage dans un contrat d'une durée de 20 ans dans le contexte actuel d'incertitude économique et énergétique. L'intervenante ajoute ne pas vouloir revivre le scénario de la centrale de TCE où les modèles statistiques de la prévision ont tardé à actualiser la tendance du marché¹³⁶.

Opinion de la Régie

[222] Le tableau 9 présente un bilan en puissance modifié pour inclure certaines contributions suggérées par les intervenants.

¹³² Pièce C-FCEI-0025, p. 3 et 4.

¹³³ Pièce C-GRAME-0040, p. 15.

¹³⁴ Pièce C-SÉ-AQLPA-0028, p. 7.

¹³⁵ Pièce C-SÉ-AQLPA-0027, p. 10.

¹³⁶ Pièce C-UC-0025, p. 5 et 6.

Tableau 9
Bilan en puissance modifié

En MW	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe – mai 2014	37 892	38 137	38 406	38 658	39 016	39 415	40 066	40 406	40 710
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 611	3 742	4 005	4 181	4 220	4 274	4 444	4 451	4 504
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- Approvisionnements post-patrimoniaux	3 076	3 339	3 666	3 848	4 098	4 348	4 618	4 668	4 668
▪ TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
▪ HQP – Base et cyclable	600	600	600	600	800	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Autres contrats de long terme ⁽¹⁾	1 226	1 489	1 616	1 748	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
• Biomasse (incluant Tembec)	234	326	366	376	376	376	376	376	376
• Éolien (4000 MW) ⁽¹⁾	928	1 098	1 186	1 308	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
• Petite hydraulique : 150 MW	64	64	64	64	64	64	64	64	64
▪ Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 350	1 550	1 600	1 600
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	300	300	300	300	450	450	450
• Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	50	100	150	200	250	300	300
▪ Abaissement de tension	250								
= Puissance additionnelle requise – mai 2014	990	1 100	1 300	1 550	1 700	1 900	2 450	2 750	3 100
• A/O 2014-01	750	500	300	50					
=Puissance additionnelle requise - demande HDQ	235	600	1 000	1 500	1 700	1 900	2 450	2 750	2 100
Contribution des marchés de court terme	235	600	1 000	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
= Puissance additionnelle requise	0	0	0	0	200	400	950	1250	1600
Puissance potentielle non comptabilisée									
• Trans Canada Energy					300	300	300	300	300
• Électricité interruptible à 1000MW	150								

Note (1) : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

[223] La Régie constate que, si une portion de ces contributions potentielles se réalisait, l'impact à la baisse sur les besoins en puissance du Distributeur serait significatif et que l'année, incluant l'année de mise en service demandée, soit 2018-2019, pourrait être repoussée.

[224] Dans ce contexte, la Régie est d'avis, à l'instar de certains intervenants, que le Distributeur devrait faire preuve de prudence avant d'engager une ressource à la hauteur de 1000 MW en puissance pour une durée de 20 ans. **La Régie considère qu'un appel d'offres en puissance de 1000 MW n'est pas justifié pour l'instant. Elle est d'avis qu'une quantité de 500 MW est suffisante.**

3.11.2 ÉCHÉANCIER

[225] L'échéancier préliminaire présenté par le Distributeur est le suivant :

- « • *Lancement de l'appel d'offres* *Février 2015*
• *Réception des soumissions* *Mai 2015*
• *Approbatation des contrats* *Décembre 2015*
• *Entrée en vigueur des contrats* *Décembre 2018* »¹³⁷.

[226] Le Distributeur est d'avis que cet échéancier est suffisant pour permettre à un soumissionnaire d'ajouter de nouveaux équipements de production, dont des équipements thermiques¹³⁸.

[227] De plus, le Distributeur précise qu'il serait disposé à accepter, dans le cadre de son appel d'offres, une certaine modulation de l'entrée en service des quantités recherchées. Cela pourrait se traduire par une offre de 500 MW la première année, en 2018-2019, et de 500 MW additionnels l'année suivante¹³⁹.

¹³⁷ Pièce B-0095, p. 11.

¹³⁸ Pièce A-0062, p. 33.

¹³⁹ Pièce A-0062, p. 256.

[228] Par ailleurs, le Distributeur confirme qu'il tiendra une rencontre avec les soumissionnaires potentiels avant le lancement de l'appel d'offres, afin d'obtenir des intrants additionnels qui maximiseront leur participation¹⁴⁰.

[229] Le Distributeur indique qu'il prévoit accorder des points supplémentaires à un fournisseur potentiel qui pourrait lui assurer une mise en service et l'accès à de la puissance plus tôt que la date visée de 2018-2019. À cet égard, l'-ARQ recommande à la Régie de ne pas permettre au Distributeur d'accorder des points supplémentaires pour le critère de flexibilité et de lui demander de définir comment il entend distribuer les cinq points prévus pour ce critère.

Position des intervenants

[230] L'AQCIE-CIFQ considère que le délai de trois ans proposé est nettement insuffisant pour permettre à un fournisseur de mettre en place de nouvelles installations de production d'électricité pouvant concurrencer des fournisseurs ayant des unités de production déjà en service ou en voie de l'être. D'ailleurs, selon l'intervenant, le délai de raccordement entre une centrale de production et le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie requiert une période pouvant atteindre cinq ans¹⁴¹.

[231] L'AQCIE-CIFQ indique que « *La Régie devrait s'assurer que le critère de sélection "Flexibilité" ne puisse pas être utilisé pour favoriser indûment les fournisseurs qui auront des capacités de production disponibles avant le début de la livraison du produit recherché* »¹⁴².

[232] SÉ-AQLPA considère que la principale caractéristique de cette croissance prévue est son incertitude élevée ou le risque de surévaluation. Pour cette raison, il propose la suspension du calendrier de l'étude de l'appel d'offres pour une période de quatre mois¹⁴³.

[233] UC croit que la flexibilité que se donne le Distributeur est insuffisante et ne devrait pas toucher uniquement la mise en service de la production. Elle devrait se refléter dans le scindement en deux de l'appel d'offres, puis dans la possibilité de renégocier et même

¹⁴⁰ Pièce A-0062, p. 85 et 86.

¹⁴¹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0034, p. 4.

¹⁴² Pièce C-AQCIE-CIFQ-0034, p. 9.

¹⁴³ Pièce C-SÉ-AQLPA-0027, p. 7 et 13.

mettre fin au contrat si les besoins ne sont plus là, dans le cas où un soumissionnaire offrirait au Distributeur de la puissance à partir d'une centrale existante¹⁴⁴.

Opinion de la Régie

[234] La Régie retient des propos du Distributeur que le délai de réalisation d'un projet permettant de répondre à son appel d'offres demeure dans des délais standards, bien qu'il puisse varier en fonction du type de centrale, de son ampleur, de sa localisation et de la source d'approvisionnement retenue.

[235] Elle retient également des propos du Distributeur son ouverture à une certaine modulation de l'entrée en service des quantités de puissance recherchées.

[236] La Régie est satisfaite de l'échéancier proposé par le Distributeur, mais encourage ce dernier à considérer le report d'une année, considérant, entre autres, l'évolution possible de l'offre sur les marchés de court terme dont celui de l'Ontario, la contribution possible de TCE et la contribution potentiellement plus importante de l'option d'électricité interruptible.

[237] La Régie considère qu'aucune proposition ne devrait être rejetée du seul fait que la mise en service soit reportée d'une année.

[238] Le tableau 9 de la présente décision confirme que le Distributeur a des ressources suffisantes jusqu'en 2017-2018. Dans ce contexte, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur d'accorder des points supplémentaires à un fournisseur potentiel qui assurerait une mise en service et l'accès à de la puissance avant la période visée, soit 2018-2019.

3.11.3 DISPONIBILITÉ RECHERCHÉE

[239] Selon le Distributeur, le produit recherché devra être disponible en tout temps afin de respecter le critère de fiabilité du NPCC, qui exige la disponibilité de ressources en

¹⁴⁴ Pièce C-UC-0025, p. 14 et 15.

puissance pendant toute l'année et non uniquement en période d'hiver. Il précise que cette contribution n'ajoutera aucunement aux surplus énergétiques¹⁴⁵.

[240] La Régie comprend des propos du Distributeur que cette exigence permet, d'une part, d'assurer le respect du critère de fiabilité du NPCC et, d'autre part, n'ajoutera aucunement aux surplus énergétiques. **En conséquence, la Régie approuve cette caractéristique.**

3.11.4 CARACTÉRISTIQUE DES LIVRAISONS APPELABLE À L'INTÉRIEUR D'UN DÉLAI TRÈS COURT

[241] Le Distributeur recherche un produit dont la flexibilité lui permettrait de réviser la quantité appelée dans un délai très court. Il précise en audience que ce délai pourrait être aussi court qu'une heure et ajoute que normalement un « peaker » est capable de se conformer à cette exigence¹⁴⁶.

Position des intervenants

[242] L'AQCIE-CIFQ est d'avis que la caractéristique associée au délai de réponse à une heure d'avis fait en sorte que ce produit se rapproche plus d'un produit de réserve répondant à des besoins en temps réel. Selon l'intervenant, le Distributeur n'a pas démontré qu'il avait besoin d'un tel produit. De plus, il considère que cette caractéristique entraîne des contraintes beaucoup plus importantes que les produits de puissance couramment échangés sur les marchés de court terme et se traduira par une augmentation du prix du produit demandé¹⁴⁷.

[243] EBM note que la caractéristique relative à la consigne de programmation répondant à un court délai n'avait pas été demandée lors de l'appel d'offres de court terme A/O 2014-01, et que cette caractéristique n'est pas demandée lors des appels d'offres de puissance dans les autres marchés. D'ailleurs, selon l'intervenante, contrairement aux prétentions du Distributeur, un « peaker » ne serait pas en mesure de répondre à une telle consigne.

¹⁴⁵ Pièce B-0100, p. 10.

¹⁴⁶ Pièce A-0062, p. 66 et pièce B-0100, p. 15.

¹⁴⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0034, p. 6 et 7.

[244] La FCEI estime que les conditions de l'appel d'offres dont l'échéancier, la disponibilité en tout temps et le délai de réponse très court, vont restreindre la possibilité pour certains types de centrales de soumissionner à un prix compétitif et auront pour effet d'entraîner une réduction de la concurrence et potentiellement une hausse des prix obtenus¹⁴⁸.

[245] De plus, elle constate une absence complète de preuve justifiant le besoin de flexibilité additionnelle entre aujourd'hui et 2018-2019. Selon la FCEI, le Distributeur dispose déjà d'outils pour répondre aux aléas de la demande de court terme. Elle précise que l'option d'électricité interruptible permet des ajustements avec un préavis de deux heures, le contrat cyclable permet des ajustements avec un préavis d'une heure et, surtout, l'électricité patrimoniale permet des ajustements de grande ampleur sans aucun préavis¹⁴⁹.

Opinion de la Régie

[246] La Régie partage la position d'EBM quant à la difficulté, pour certains types de technologies, de satisfaire les exigences du Distributeur. Elle est également en accord avec les propos de certains intervenants à l'effet que le Distributeur dispose d'autres moyens lui fournissant la flexibilité nécessaire à ses approvisionnements, pour équilibrer l'offre et la demande.

[247] De plus, le Distributeur n'a pas convaincu la Régie de son besoin additionnel de flexibilité, d'autant plus que cette caractéristique risque de restreindre le nombre de fournisseurs potentiels. **En conséquence, la Régie n'approuve pas cette caractéristique associée au délai de réponse à une heure d'avis.**

3.11.5 FORMULE DE PRIX

[248] Le Distributeur entend utiliser une formule de prix ouverte avec une liste d'indices admissibles. Cette liste sera utilisée pour le calcul du coût de l'énergie et intégrée aux documents de l'appel d'offres, tout comme les pénalités en cas de défaut de livraison¹⁵⁰.

¹⁴⁸ Pièce C-FCEI-0025, p. 6.

¹⁴⁹ Pièce C-FCEI-0025, p. 4 et 5.

¹⁵⁰ Pièce B-0100, p. 14.

[249] Le Distributeur précise que le prix comportera une composante pour la puissance et une composante pour l'énergie et que chaque composante aura sa formule d'indexation¹⁵¹. De façon plus détaillée, il s'attend à ce que les soumissionnaires présentent un prix fixe qui reflètera le coût d'amortissement de la centrale, ainsi qu'un prix variable en fonction, entre autres, des coûts de l'énergie nécessaires à l'exploitation de la centrale¹⁵².

[250] Ainsi, pour le Distributeur, cette formule de prix tiendrait compte du risque lié à l'éventualité où la ressource sélectionnée ne serait pas utilisée. Dans ce cas, le Distributeur n'aurait qu'à payer les coûts fixes. Cette proposition permettrait aussi, selon le Distributeur, de comparer les prix fixes entre les soumissions et de considérer les projets lui offrant un moindre risque¹⁵³.

Position des intervenants

[251] Selon EBM, les informations fournies par le Distributeur ne permettent pas de s'assurer que l'ensemble de tous les coûts associés à une production thermique ou encore à une production provenant d'un équipement de type « peaker » soient véritablement pris en compte et valablement comparés à une production hydroélectrique existante ou en provenance de l'extérieur du réseau par le biais d'interconnexion existante¹⁵⁴.

[252] Afin d'inciter les soumissionnaires à proposer un coût fixe qui soit le plus bas possible, SÉ-AQLPA recommande de scinder en deux le critère « prix » de la grille de sélection. Une valeur de 30 % des points serait attribuée, tel que prévu actuellement, selon le coût moyen, en \$/kWh, de chacune des offres suivant une hypothèse du Distributeur quant au taux d'utilisation de la nouvelle source de production durant la vie du contrat. Une autre valeur de 30 % serait attribuée selon le coût moyen, en \$/kWh, de chacune des offres suivant une hypothèse d'utilisation nulle de la source de production¹⁵⁵.

¹⁵¹ Pièce B-0100, p. 6.

¹⁵² Pièce A-0062, p. 28.

¹⁵³ Pièce A-0062, p. 165.

¹⁵⁴ Pièce C-EBM-0025, p. 10.

¹⁵⁵ Pièce C-SÉ-AQLPA-0027, p. 15.

Opinion de la Régie

[253] La Régie juge prudente l'approche proposée par le Distributeur d'utiliser une formule de prix qui permettrait de tenir compte du risque associé à l'utilisation de la ressource sélectionnée.

[254] La Régie ne retient pas les propositions d'EBM et de SÉ-AQLPA. Elle juge que la proposition du Distributeur est adéquate dans sa formule actuelle, qu'elle est habituelle et tient suffisamment compte de l'ensemble des coûts du fournisseur.

[255] La Régie accepte l'utilisation d'une formule de prix telle que proposée par le Distributeur qui contiendrait à la fois une composante fixe qui reflèterait le coût de l'amortissement de la centrale et une composante variable qui serait fonction, entre autres, des coûts de l'énergie nécessaire à l'exploitation de la centrale.

3.11.6 ZONE QUÉBEC

[256] Le Distributeur réserve l'appel d'offres à des installations de production qui devront être situées dans la zone d'équilibrage Québec ou à des soumissionnaires situés à l'extérieur de cette zone dans la mesure où les livraisons permettraient de maintenir intacte la capacité d'importation par le biais des interconnexions. Cette exigence est justifiée par le besoin du Distributeur de maintenir à 1500 MW le potentiel d'approvisionnement en provenance des marchés de court terme¹⁵⁶.

Position des intervenants

[257] L'AQCIE-CIFQ considère que le Distributeur aurait tout intérêt à étendre la participation au-delà des frontières du Québec. Cela permettrait à un plus grand nombre de fournisseurs de participer à l'appel d'offres de puissance, augmentant ainsi le niveau de compétitivité. Par ailleurs, l'option de raccordement via une ligne dédiée avancée par le Distributeur est, selon cet intervenant, irréaliste puisqu'une telle construction nécessiterait plus de trois ans pour être complétée. Pour cette raison, l'intervenant propose

¹⁵⁶ Pièce B-0100, p. 11 et 12.

de scinder l'appel d'offres en deux appels d'offres séparés de 500 MW dont l'un permettrait l'utilisation des interconnexions existantes¹⁵⁷.

[258] Selon EBM, restreindre la participation à la zone Québec empêche la participation d'une vaste majorité de soumissionnaires potentiels qui pourraient recourir à des sources de production à l'extérieur du Québec pour faire des offres de puissance par le biais, notamment, des interconnexions de la Nouvelle-Angleterre, de New York ou de l'Ontario¹⁵⁸.

[259] EBM ajoute que les pourparlers en cours au sujet d'une éventuelle ouverture au marché ontarien permettraient une plus grande quantité d'offres et, possiblement, une diminution du coût d'acquisition du Distributeur¹⁵⁹.

[260] UC est d'accord avec le Distributeur pour réserver la capacité d'importation pour les marchés de court terme¹⁶⁰. Cependant, elle s'étonne du peu d'information du Distributeur sur les projets d'interconnexion à l'étude, dont le projet New England Clean Power Link, d'autant plus qu'Hydro-Québec est intervenue sur le sujet à l'été 2014¹⁶¹.

Opinion de la Régie

[261] La Régie juge acceptable que le Distributeur réserve les capacités disponibles sur les interconnexions aux marchés de court terme. **Elle accepte ainsi l'exigence que la nouvelle source de production se situe à l'intérieur du réseau Québec ou permette de maintenir intacte la capacité d'importation des interconnexions.**

¹⁵⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0034, p. 5 et 6.

¹⁵⁸ Pièce C-EBM-0025, p. 4.

¹⁵⁹ Pièce C-EBM-0025, p. 6.

¹⁶⁰ Pièce C-UC-0025, p. 8.

¹⁶¹ Pièce C-UC-0025, p. 10.

3.11.7 PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES ET GRILLE DES CRITÈRES

[262] Le Distributeur entend appliquer la procédure d'appel d'offres ainsi que la grille des critères de sélection qui ont déjà fait l'objet d'une approbation de la Régie¹⁶².

Position des intervenants

[263] L'AQCIE-CIFQ et la FCEI proposent de retirer de la grille de sélection le critère visant les émissions de gaz à effet de serre.

[264] Le GRAME recommande le maintien du critère de développement durable et précise que ce choix du Distributeur de conserver ce critère est conforme aux décisions D-2002-17 et D-2004-212 de la Régie¹⁶³.

[265] Le ROEÉ considère que la grille proposée met trop d'emphase sur les critères monétaires comparativement aux critères non monétaires. Elle ajoute que cette grille favorise les équipements thermiques qui produisent d'importantes quantités de gaz à effet de serre et ne permet pas d'apprécier les nouvelles technologies de stockage d'énergie à leur juste valeur¹⁶⁴.

[266] UC considère que l'appel d'offres devrait exclure d'emblée toutes les propositions de nouvelles centrales thermiques alimentées au pétrole puisque ce type de combustible plus polluant ne cadre pas avec une perspective de développement durable. À tout le moins, elle suggère d'ajuster la pondération de la grille d'analyse et recommande une nouvelle grille où le pointage serait modifié de sorte que plus de points seraient accordés à l'indicateur à caractère social. Ceci permettrait de minimiser les risques qu'un promoteur se voit refuser la construction de sa centrale par la communauté locale, d'autant plus que le Distributeur envisage que les centrales soient situées près des zones habitées¹⁶⁵.

¹⁶² Pièce A-0062, p. 32.

¹⁶³ Pièce C-GRAME-0040, p. 15.

¹⁶⁴ Pièce C-ROEÉ-0077, p. 7.

¹⁶⁵ Pièce C-UC-0025, p. 7 et 16.

[267] SÉ-AQLPA propose aussi de maintenir le pointage actuel attribué aux émissions de gaz à effet de serre. Elle considère que même si de nouvelles mesures ont été mises en place, elles ne se substituent pas à celles déjà existantes¹⁶⁶.

[268] À propos de la procédure de sélection, l'intervenant propose d'ajouter une étape intermédiaire au processus actuel. Cette étape se situerait après le classement et la sélection des meilleures combinaisons d'offres et permettrait au Distributeur de suspendre temporairement l'appel d'offres avant l'octroi des contrats, de manière à utiliser l'information obtenue de ses autres moyens de gestion de la puissance¹⁶⁷.

Opinion de la Régie

[269] La Régie ne retient pas les changements proposés par les intervenants en ce qui a trait au critère de développement durable. **Elle maintient, telle que proposée par le Distributeur, la grille de critères de sélection actuellement en vigueur.**

[270] Elle ne retient pas non plus la proposition de SÉ-AQLPA. En effet, la Régie considère qu'il n'est pas nécessaire de modifier la procédure d'appel d'offres, puisque le Distributeur détient la possibilité de refuser toutes les offres de puissance dont il considère les prix non concurrentiels. Elle maintient la procédure d'appel d'offres actuellement en vigueur.

3.11.8 CONCLUSION SUR L'APPEL D'OFFRES DE 1000 MW

[271] **La Régie autorise le Distributeur à lancer un appel d'offres de 500 MW sur une durée de 20 ans à partir de 2018-2019 en tenant compte des caractéristiques établies dans la présente décision.**

[272] **Pour ces motifs,**

¹⁶⁶ Pièce C-SÉ-AQLPA-0027, p. 15 et 16.

¹⁶⁷ Pièce C-SÉ-AQLPA-0027, p. 17 et 18.

La Régie de l'énergie :

APPROUVE les prévisions de la demande et les stratégies d'approvisionnement en réseau intégré du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur, sous réserve des éléments décisionnels contenus dans la présente décision;

AUTORISE le Distributeur à lancer l'appel d'offres de 500 MW sur une durée de 20 ans à partir de 2018-2019 en tenant compte des caractéristiques établies dans la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à toutes les demandes énoncées dans la présente décision.

Louise Rozon
Régisseur

Diane Jean
Régisseur

Bernard Houle
Régisseur

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par Me Stéphanie Lussier;

Association des hôteliers du Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ) représentée par Me Steve Cadrin;

Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER) représentée par Me Stéphane Nobert;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par Me Pierre Pelletier;

Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM) représentée par Me Paule Hamelin;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par Me André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par Me Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par Me Éric Fraser;

Option consommateurs (OC) représentée par Me Éric David;

Procureur général du Québec (PGQ) représenté Me Stéphanie L. Roberts;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE) représenté par Me Franklin S. Gertler;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par Me Annie Gariépy;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représentée par Me Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par Me Hélène Sicard.