

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2015-013

R-3864-2013

26 février 2015

PRÉSENTS :

Louise Rozon

Diane Jean

Bernard Houle

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

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

Décision finale

*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 (ROEE);
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

INTRODUCTION.....	5
--------------------------	----------

PARTIE I ; PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

1. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS.....	6
1.1 CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE	7
1.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE	10
1.3 CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT.....	17
1.4 SERVICES COMPLÉMENTAIRES.....	17
2. REVENTE D'ÉNERGIE SUR LES MARCHÉS.....	18
3. GESTION DES RISQUES	21
4. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX.....	23

PARTIE II ; PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

1. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ	26
1.1 BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	26
1.2 PERTES.....	29
1.3 UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	31
2. CRITÈRE DE PLANIFICATION DES ÉQUIPEMENTS	34
3. MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS.....	35
4. COÛT DES APPROVISIONNEMENTS.....	37
4.1 CONCLUSION.....	41
5. ADOPTION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	42

INTRODUCTION

[1] Le 1^{er} novembre 2013, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie (la Demande) 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.

[2] Le 10 février 2014, la Régie rend sa décision D-2014-017 par laquelle, notamment, elle accorde le statut d'intervenant aux personnes intéressées suivantes : l'ACEFO, l'AHQ-ARQ, l'AQPER, l'AQCIE-CIFQ, EBM, la FCEI, le GRAME, OC, le ROÉÉ, le RNCREQ, SÉ-AQLPA et l'UC.

[3] L'audience sur le plan et la contestation, par l'AQCIE de la validité du décret 1149-2013³, du règlement adopté par ce décret, du décret 1150-2013⁴ et du décret 191-2014⁵ se tient du 16 au 20 juin 2014, ainsi que du 25 au 27 juin 2014. À cette dernière date, le dossier est mis en délibéré.

[4] 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 ces 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 s'en remet à la discrétion de la Régie.

[5] 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.

¹ RLRQ, c. R-6.01.

² RLRQ, c. R-6.01, r. 8.

³ D. 1149-2013, (2013).145 G.O. II, 4933A - Décret CONCERNANT le Règlement sur un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne.

⁴ D. 1150-2013, (2013) 145 G.O. II, 4935A - Décret 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 D. 191-2014, (2014) 146 G.O. II, 1181 - Décret 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.

[6] Le 26 septembre 2014, le Distributeur dépose à la Régie un complément de preuve⁶ à l'égard de l'appel d'offres de long terme.

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

[8] Le 21 octobre 2014, par sa décision D-2014-182, la Régie rejette la contestation de l'AQCIE relative à la validité du décret 1149-2013, du règlement adopté par ce décret, du décret 1150-2013 et du décret 191-2014.

[9] Le 8 décembre 2014, la Régie rend sa décision D-2014-205. Elle s'y prononce sur certains éléments du plan d'approvisionnement du réseau intégré, soit ceux liés à la prévision de la demande et aux stratégies d'approvisionnement. Également, elle 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 décision.

[10] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les autres éléments du plan d'approvisionnement du réseau intégré, soit la fiabilité des approvisionnements, la revente d'énergie par les marchés, la gestion des risques et les attributs environnementaux. Elle se prononce également sur l'ensemble des éléments du plan d'approvisionnement des réseaux autonomes.

PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

1. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

[11] L'aléa de la demande, l'aléa climatique, les pannes et les indisponibilités des équipements de production amènent le Distributeur à adopter des critères de fiabilité afin d'assurer la sécurité des approvisionnements de sa clientèle.

⁶ Pièce B-0095.

1.1 CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

1.1.1 CRITÈRE DE FIABILITÉ APPLICABLE À L'ENSEMBLE DES APPROVISIONNEMENTS DU DISTRIBUTEUR

[12] Le critère de fiabilité en énergie applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur a été approuvé par la Régie à la suite de l'examen du plan d'approvisionnement 2005-2014. Il est formulé comme suit :

« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année »⁷.

[13] La Régie a reconduit ce critère à la suite de l'examen des plans d'approvisionnement 2008-2017⁸ et 2011-2020⁹.

[14] Aux fins du présent Plan, le Distributeur présente le tableau 1 ci-après qui montre que l'aléa de la demande et l'aléa climatique (l'aléa global) atteint 5,2 TWh sur l'horizon de cinq ans. L'impact de l'ajout d'un écart type au scénario de la demande de référence sur les approvisionnements additionnels requis (AAR) se traduit uniquement par une diminution des surplus.

TABLEAU 1
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR (EN TWH)

	2014	2015	2016	2017	2018
Approvisionnements additionnels requis (AAR) (réf. Tableau 4-2)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)
+ Aléa d'un écart type (réf. Tableau 2-3)	3,5	3,6	4,2	4,5	5,2
AAR + 1 écart type	(3,9)	(6,5)	(5,6)	(5,2)	(4,4)

Source : pièce B-0005, p. 36.

⁷ Dossier R-3550-2004, décision D-2005-178, p. 12.

⁸ Dossier R-3648-2007 Phase 2, décision D-2008-133, p. 15 à 17.

⁹ Dossier R-3748-2011, décision D-2011-162, p. 20.

[15] La Régie est d'avis, dans ce contexte de surplus, que le Distributeur dispose de suffisamment de marge pour s'assurer du respect du critère de fiabilité en énergie.

[16] L'AHQ-ARQ se déclare satisfait du critère de fiabilité en énergie du Distributeur et, en cette période de surplus, de la démonstration de son respect par ce dernier¹⁰.

[17] La Régie considère que le critère de fiabilité en énergie, pour l'ensemble des approvisionnements du Distributeur, est toujours approprié pour le présent Plan. Elle le reconduit tel quel et reconduit également le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014¹¹.

[18] Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en énergie applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur sera respecté pour l'année suivante, en présentant les informations requises à l'annexe A de la décision D-2005-178. Si le critère n'était pas respecté, le Distributeur devrait faire état des moyens qu'il entend mettre en œuvre pour y remédier.

1.1.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE APPLICABLE AUX APPROVISIONNEMENTS FOURNIS PAR HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE PRODUCTION

Critère retenu

[19] Le Distributeur applique un critère de fiabilité en énergie aux approvisionnements fournis par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) qui consiste à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau, selon une probabilité d'occurrence de 2 %, de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives¹².

[20] La Régie considère que le critère de fiabilité en énergie applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur est toujours approprié et elle le reconduit tel quel.

¹⁰ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p 81.

¹¹ Dossier R-3550-2004, décision D-2005-178, p. 12 et 13.

¹² Dossier R-3748-2011, décision D-2011-162, p. 20.

Informations à fournir

[21] Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès de son fournisseur. Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique en mai, août et novembre de chaque année¹³.

[22] Par ailleurs, le Distributeur a produit les données relatives au stock des réservoirs en janvier 2013, la variation des stocks depuis janvier 2010, une mise à jour de l'estimation des déficits cumulés correspondant à une probabilité de dépassement de 2 % et l'historique des écarts des apports énergétiques du parc hydraulique sur la période 1943-2012¹⁴.

Démonstration du respect du critère

[23] SÉ-AQLPA constate que les moyennes des apports naturels d'eau sur les trois dernières décennies sont négatives. En outre, selon l'intervenant, l'écart-type sur le long terme est stable, à environ 20 TWh. Cependant, si on le mesure sur les deux dernières périodes de 10 ans, cet écart-type semble diminuer à environ 14 TWh¹⁵.

[24] SÉ-AQLPA recommande qu'une étude sur l'évolution de l'écart-type des apports naturels d'eau dans le parc de production du Producteur soit déposée.

[25] La Régie considère que cette étude n'est pas nécessaire, le suivi annuel des apports naturels d'eau étant suffisant pour le moment.

[26] L'AHQ-ARQ se déclare satisfait de la démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Producteur¹⁶.

[27] La Régie considère que le Producteur a une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau selon les critères approuvés. En cas de faible hydraulité, le Producteur peut utiliser différents moyens pour combler ces

¹³ Sur le site internet de la Régie : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2011-162_CriteresFiabilite.html.

¹⁴ Pièce B-0008, p. 63 à 65.

¹⁵ Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, p. 21 et 22.

¹⁶ Pièce C-AHQ-ARQ-0011, p 81.

déficits, y compris les pertes énergétiques causées par des niveaux bas, dont la réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh au 1^{er} mai de chaque année) et l'utilisation de la production disponible non engagée. Au besoin, il pourrait avoir recours à l'augmentation des importations.

[28] La Régie maintient tel quel le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014. Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur est respecté. Les informations présentées à l'annexe B de la décision D-2005-178¹⁷, ainsi que l'attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production, sont les minimums requis à cette démonstration. Lors de situations critiques, le Distributeur devra en rendre compte, à la demande de la Régie.

1.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

Critère

[29] La Régie a approuvé le critère de fiabilité en puissance tel que défini par le Northeast Power Coordinating Council Inc. (NPCC) en 2009¹⁸ :

« The probability (or risk) of disconnecting firm load due to resource deficiencies shall be, on average, not more than one day in ten years as determined by studies conducted for each Resource Planning and Planning Coordinator Area. Compliance with this criterion shall be evaluated probabilistically, such that the loss of load expectation (LOLE) of disconnecting firm load due to resource deficiencies shall be, on average, no more than 0.1 day per year. This evaluation shall make due allowance for demand uncertainty, scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Planning Coordinator Areas, transmission transfer capabilities, and capacity and/or load relief from available operating procedures ».

¹⁷ Dossier R-3550-2004.

¹⁸ Dossier R-3748-2011, décision D-2011-162, p. 27 et 28.

Hypothèses utilisées

[30] Dans le cadre de l'examen des plans d'approvisionnement, le Distributeur doit démontrer le respect de ce critère en fournissant les informations et les hypothèses utilisées. Le Guide de dépôt indique que le Distributeur doit :

« 15. Présenter le taux de réserve requise en puissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Fournir les hypothèses utilisées pour l'établir, notamment celles associées à l'aléa de la demande et à l'aléa climatique et celles associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements. Comparer ces taux avec ceux du dernier plan d'approvisionnement et ceux du dernier état d'avancement de ce plan »¹⁹.

[31] Le Distributeur fournit les hypothèses utilisées en réponse à une demande de renseignements de la Régie²⁰.

[32] La Régie est satisfaite des informations et des hypothèses fournies. Elle demande au Distributeur de déposer ces informations et hypothèses utilisées dans la démonstration du respect de ce critère de fiabilité en puissance dès le dépôt des futurs plans d'approvisionnement.

[33] Dans sa décision D-2011-162, la Régie demandait au Distributeur de présenter une comparaison des niveaux des réserves requises en modélisant les centrales de TransCanada Energy Ltd. (TCE) et de Churchill Falls selon leurs caractéristiques de fiabilité, plutôt qu'en les considérant comme des contrats d'approvisionnement²¹.

[34] Le Distributeur considère que l'historique de fonctionnement de la centrale de TCE est insuffisant pour qu'elle soit modélisée selon ses propres caractéristiques. Quant à la centrale de Churchill Falls, elle est considérée comme un contrat d'achat d'électricité dans le cadre des évaluations de fiabilité approuvées par le NPCC, et non comme une centrale. En effet, cette centrale répond aussi à des engagements avec des tiers autres que le Producteur²².

¹⁹ Site internet de la Régie, *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution* du 26 mai 2008, p. 21 : http://www.regie-energie.qc.ca/regie/GuidesDepot/GuideDepot_HQD_mai2008.pdf.

²⁰ Pièce B-0021, p. 38 à 41, pièce B-0026, p. 39 à 41 et pièce B-0073, p. 23 et 24.

²¹ Dossier R-3748-2011, p. 31.

²² Pièce B-0008, p. 69.

Taux de réserve

[35] Afin d'assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une réserve suffisante est requise pour faire face à l'aléa global et au risque d'indisponibilité des ressources. Cette réserve est inscrite au bilan en puissance du Distributeur.

[36] Cette réserve est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC. Son niveau varie en fonction des besoins à satisfaire, de l'aléa global ainsi que des caractéristiques des ressources déployées par le Distributeur.

[37] Le taux de réserve correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. Le tableau 2 présente l'évolution des taux de réserve depuis le dépôt du plan d'approvisionnement 2011-2020.

TABLEAU 2
ÉVOLUTION DES TAUX DE RESERVE REQUISE
POUR RESPECTER LE CRITERE DE FIABILITE EN PUISSANCE

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2011-2020	9,5%	9,9%	10,4%	10,9%
État d'avancement 2011	9,1%	9,5%	10,2%	10,8%
État d'avancement 2012	9,5%	9,6%	9,9%	10,3%
Plan d'approvisionnement 2014-2023	9,5%	9,8%	10,4%	10,9%

Source : pièce B-0005, p. 34.

[38] La hausse de l'aléa global sur les besoins en puissance, et certaines modifications apportées au portefeuille d'approvisionnement du Distributeur depuis l'état d'avancement 2012, contribuent à la hausse du taux de réserve, notamment la mise à la disposition d'un bloc d'électricité interruptible additionnel de 150 MW par Aluminerie Alouette (Alouette) à partir de l'hiver 2016-2017.

[39] Les taux de réserve et les réserves tiennent compte d'une contribution de 35 % de la production éolienne. Il n'y a pas de réserve associée à la production éolienne. Le Distributeur précise que cette pratique est conforme à ce qui se fait dans les évaluations de fiabilité du NPCC et à la North American Electric Reliability Corporation (NERC).

[40] Quant au taux de réserve pour les petites centrales hydrauliques, le Distributeur indique ne pas avoir un historique suffisamment long pour l'ajuster.

[41] En ce qui a trait au contrat d'électricité interruptible d'Alouette, le Distributeur applique un taux de réserve de 60 %, alors qu'il utilise un taux de 15 % pour les charges de ses clients qui bénéficient de l'option d'électricité interruptible.

[42] Le Distributeur indique avoir procédé à l'évaluation du taux de réserve associé à la charge interruptible d'Alouette selon le même cadre d'analyse utilisé pour l'option d'électricité interruptible actuelle. Le taux de 60 % s'explique par la différence de conditions contractuelles, en particulier par le fait que l'interruption d'Alouette ne peut être appelée plus d'une fois par jour au lieu de deux fois par jour, trois fois par semaine au lieu de 14 fois, et pour 45 heures au lieu de 100 heures par hiver²³.

[43] L'AHQ-ARQ demande en audience que les deux analyses permettant l'évaluation du taux de réserve pour le contrat d'Alouette et pour les autres industries participantes au tarif d'électricité interruptible (pour 850 MW) soient déposées.

[44] Par ailleurs, l'expert de cet intervenant recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il fasse la démonstration, 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 un hiver donné sont optimales, selon une approche de simulation horaire stochastique du type Fiabilité en puissance Monte Carlo (FEPMC) déjà utilisée par le Distributeur.

[45] La Régie rappelle que l'électricité interruptible correspond à de la puissance disponible sur le réseau du Québec et que le récent dossier R-3891-2014 a permis un débat sur le sujet et en particulier sur son coût, sa flexibilité et ses limites. Elle ne juge pas le dépôt des études demandées par l'AHQ-ARQ nécessaire.

²³ Pièce B-0073, p. 23.

Réserve requise

[46] Le Producteur rend compte de la fiabilité en puissance de ses approvisionnements au début de chaque hiver. Une attestation à cet effet est déposée à la Régie dans le cadre des suivis du plan d'approvisionnement.

[47] Le Distributeur indique que l'étude demandée par la Régie²⁴ sur une mise à jour de l'évaluation établissant la réserve de planification associée à l'électricité patrimoniale a été réalisée en considérant les nouvelles mises en service ainsi que les centrales récemment retirées du parc de production du Producteur. Le Distributeur fournit la liste de ces centrales²⁵. Les taux de pannes des centrales de la période 2006-2010 utilisés sont les mêmes que ceux de la revue triennale 2011 d'adéquation des ressources du NPCC. Les résultats d'analyse de la réserve requise associée à l'électricité patrimoniale confirment le niveau de réserve de 3 100 MW en vertu des paramètres de l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial* (l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial ou ESC).

[48] Ainsi, le Distributeur a actualisé le parc de production du Producteur en tenant compte de tous les retraits et ajouts effectués depuis la revue triennale de 2005. De plus, le Distributeur a eu recours aux taux de pannes utilisés dans la revue triennale de 2011 du NPCC. Ces taux de panne sont basés sur un historique de cinq ans allant de 2006 à 2010. L'aléa global est maintenu à 4,5 %. Le Distributeur ajoute qu'il a utilisé, pour cette réévaluation, le modèle de fiabilité *Multi-Area Reliability Simulation MODEL de General Electric* (MARS GE).

[49] L'expert de l'AHQ-ARQ a préparé un tableau à partir de l'information au dossier, lequel est reproduit au tableau 3 par la Régie.

²⁴ Dossier R-3748-2011, décision D-2011-162, p. 35.

²⁵ Pièce B-0021, p. 43 et 44.

TABLEAU 3
RESERVES REQUISES PATRIMONIALES ET NON PATRIMONIALES EN PUISSANCE

		2013 2014	2014 2015	2015 2016	2016 2017	2017 2018	2018 2019	2019 2020	2020 2021	2021 2022	2022 2023
Besoins totaux	(MW)	37374	37268	37607	37954	38337	39031	39397	39726	40036	40340
Réserve requise totale	(MW)	3582	3647	3922	4125	4167	4242	4372	4408	4441	4474
Besoins patrimoniaux	(MW)	34342	34342	34342	34342	34342	34342	34342	34342	34342	34342
Besoins non patrimoniaux	(MW)	3032	2926	3265	3612	3995	4689	5055	5384	5694	5998
Réserve requise patrimoniale	(MW)	3100	3100	3100	3100	3100	3100	3100	3100	3100	3100
Réserve requise patrimoniale	(%)	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%
Réserve requise non patrimoniale	(MW)	462	547	822	1025	1067	1142	1272	1308	1341	1374
Réserve requise non patrimoniale	(%)	15,24%	18,69%	25,18%	28,38%	26,71%	24,35%	25,16%	24,29%	23,55%	22,91%

Source : pièce C-AHQ-ARQ, p. 78.

[50] Ce tableau indique que le taux de réserve de l'électricité patrimoniale équivaut à 9,03 % des besoins patrimoniaux alors que le taux de réserve de l'électricité post-patrimoniale varie entre 15,24 % et 28,38 % des besoins post-patrimoniaux.

[51] L'intervenant recommande que la Régie demande au Distributeur de déposer une étude détaillée démontrant la valeur de 3 100 MW pour la réserve requise de l'électricité patrimoniale et d'expliquer l'écart montré ci-dessus.

[52] Vu la nature des sources de production, la Régie juge que cet écart des taux de réserve est normal et elle ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ. Dans le contexte actuel, elle croit important de suivre annuellement le respect du critère de fiabilité en puissance.

Démonstration de respect du critère

[53] Le critère de fiabilité en puissance est utilisé pour déterminer la réserve en puissance requise annuellement sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Le taux de réserve en puissance appliqué aux besoins à la pointe est déterminé pour les quatre premières années du plan et le taux de la quatrième année est appliqué au reste de l'horizon. Dans le cadre des plans d'approvisionnement triennaux et de leurs états d'avancement annuels, le Distributeur met à jour les taux de réserve, la réserve requise ainsi que les quantités de puissance disponibles et présente un bilan, sur l'horizon du plan d'approvisionnement, des besoins en puissance à la pointe, selon le critère de fiabilité en

puissance approuvé par la Régie. L'objectif de cet exercice en est un de planification sur l'horizon du plan d'approvisionnement.

[54] Par contre, l'objectif visé par les démonstrations annuelles de fiabilité en puissance exigées par la Régie en est un de court terme. La démonstration vise à s'assurer que le critère de fiabilité sera respecté pour la prochaine période hivernale. À cette fin, le bilan en puissance du Producteur, démontrant le respect du critère de fiabilité en puissance pour le prochain hiver seulement, est exigé en novembre de chaque année.

[55] **En conséquence, la Régie maintient le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2008-2017²⁶.** En vertu de ce suivi, le Distributeur doit déposer, en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en puissance sera respecté pour le prochain hiver. Cette démonstration doit au minimum contenir les informations suivantes :

- a) le bilan en puissance pour l'ensemble des engagements et des disponibilités du Producteur en fonction des besoins de la zone de réglage du Québec, tel que présenté à l'annexe C de la décision D-2005-178²⁷;
- b) le bilan en puissance en fonction des besoins et des moyens d'approvisionnement du Distributeur, tel que présenté à l'annexe D de la décision D-2005-178;
- c) les extraits pertinents des plus récents rapports soumis au NERC (*Winter Reliability Assessment*) et au NPCC (*Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy*, ou ses revues intérimaires selon l'année, *Québec Area Interim Review of Resource Adequacy*), que ces rapports aient été approuvés ou non par ces organismes;
- d) la conciliation des données fournies aux points a), b) et c).

[56] Les éléments b) et c) seront rendus publics en novembre, tandis que les éléments a) et d) seront être rendus publics à la fin du mois de janvier suivant.

²⁶ Dossier R-3648-2007 Phase 2, décision D-2008-133, p. 20.

²⁷ Dossier R-3550-2004.

1.3 CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

[57] Le réseau de transport est conçu pour acheminer des besoins prévus par le scénario de demande de référence, plus 4 000 MW. La Régie note que l'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce critère.

1.4 SERVICES COMPLÉMENTAIRES

[58] Les services complémentaires actuellement fournis au Transporteur par le Distributeur le sont en vertu de deux ententes avec le Producteur, soit l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial et l'Entente d'intégration éolienne²⁸.

[59] Les services complémentaires reliés à l'approvisionnement patrimonial sont encadrés par l'Entente sur les services complémentaires (ESC), conformément au Décret 1277-2001²⁹ (le décret patrimonial). L'ensemble des impacts de la production éolienne sur les services complémentaires sont couverts par l'Entente d'intégration éolienne.

[60] Par ailleurs, le besoin de services complémentaires à la marge de l'ESC, relatif à l'accroissement ou la modification de la charge, est faible. Le Distributeur a relevé cependant, dans les données historiques, des dépassements à certains services complémentaires fournis en vertu de l'ESC, soit les services de suivi de la charge et de provision pour aléas.

[61] Le Distributeur indique qu'il élaborera, avec le Producteur, une méthodologie pour évaluer l'ampleur et la fréquence des dépassements aux services identifiés, de même que les coûts qui y sont associés. Un dossier pourrait être déposé à la Régie à cet égard dans l'année à venir³⁰.

²⁸ Pièce B-0005, p. 37.

²⁹ D. 1277-2001, (2001) 133 G.O. II, 7705 - Décret CONCERNANT les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale.

³⁰ Pièce B-0026, p. 42.

[62] La FCEI recommande que la méthodologie à être élaborée et l'évaluation des coûts liés aux dépassements identifiés fassent l'objet d'un examen spécifique devant la Régie et que l'approbation par cette dernière soit préalable à la conclusion de toute entente entre le Distributeur et le Producteur couvrant les coûts que devra assumer le Distributeur pour les dépassements³¹.

[63] **La Régie prend acte du fait que le Distributeur présentera, le cas échéant, un dossier sur les services complémentaires fournis en vertu de l'ESC lorsqu'il aura convenu d'une méthodologie pour évaluer l'ampleur et la fréquence des dépassements ainsi que les coûts associés avec le Producteur³².**

2. REVENTE D'ÉNERGIE SUR LES MARCHÉS

[64] Le Distributeur indique qu'il ne prévoit pas revendre d'énergie sur les marchés afin de disposer de ses surplus actuels. Selon lui, compte tenu des volumes d'énergie en surplus et des conditions de marché qui prévalent, le scénario de revente demeure théorique. Par conséquent, le Distributeur comptera principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre-demande³³.

[65] Les conditions de marché auxquelles le Distributeur fait référence ont trait notamment à la disponibilité de transport ferme ainsi qu'aux niveaux de congestion observés sur les interconnexions dans les dernières années³⁴.

[66] Le Distributeur soutient que, pour des raisons commerciales, les quantités d'énergie pouvant être acheminées sur le marché de la Nouvelle-Angleterre sont limitées et que la disponibilité affichée de capacité de transport vers le marché de la Nouvelle-Angleterre n'assure pas l'accès à ce marché. Le Distributeur précise à cet effet que « [...] *la livraison dans le marché ISO-NE nécessite l'achat de service de transport auprès de*

³¹ Pièce C-FCEI-0009, p. 12.

³² Pièce B-0026, p. 42.

³³ Pièce B-0021, p. 47.

³⁴ Pièce B-0026, p. 37 et 38.

transporteurs privés sur le réseau de la Nouvelle-Angleterre. En 2014, aucun transport ferme n'était disponible auprès de ceux-ci »³⁵.

[67] Toujours selon le Distributeur :

« [...] des capacités de transport sur les interconnexions peuvent occasionnellement être rendues disponibles et que pour certaines heures les prix peuvent être supérieurs au prix de l'électricité patrimoniale, cela ne survient que sur de courtes périodes, non-continues qui ne correspondent pas au profil des besoins du Distributeur. Cela témoigne de l'intensité des activités d'Hydro-Québec Production sur les marchés voisins »³⁶.

[68] Enfin, le Distributeur précise que, depuis 2011, il n'est parvenu à mettre en marché que des « volumes peu significatifs d'énergie, à des prix à peine supérieurs au prix de l'électricité patrimoniale ». En 2013 et 2014, le Distributeur ajoute n'avoir réalisé aucune transaction de revente³⁷.

[69] L'AQCIE-CIFQ reconnaît que le marché de la Nouvelle-Angleterre est difficilement accessible, mais suggère que le Distributeur procède néanmoins à des ventes non fermes en profitant des capacités de transport qui sont inutilisées et libérées à la dernière minute³⁸.

[70] Selon EBM, la Régie devrait indiquer clairement que le Distributeur doit optimiser son portefeuille d'approvisionnement et procéder à la revente des surplus d'énergie sur les marchés. L'intervenante soutient que la stratégie du Distributeur n'est pas justifiable sur le plan économique et est contraire aux décisions passées de la Régie relatives à la revente d'énergie³⁹.

[71] Le RNCREQ recommande que le Distributeur présente, dans l'état d'avancement du plan d'approvisionnement qu'il doit déposer annuellement à la Régie, une mise à jour des disponibilités des capacités de transferts sur les interconnexions en mode exportation,

³⁵ Pièce B-0073, p. 30.

³⁶ Pièce B-0073, p. 30.

³⁷ Pièce B-0073, p. 30.

³⁸ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0018, p. 18.

³⁹ Pièce C-EBM-0019, p. 11 et 12.

une prévision du prix de l'énergie sur les marchés limitrophes ainsi qu'une évaluation de l'intérêt économique de procéder à la revente de ses surplus⁴⁰.

[72] Le ROEE recommande que le Distributeur procède à une évaluation complète des options qui lui permettraient d'exporter ses surplus d'énergie, afin d'être en mesure de faire des propositions concrètes dans le cadre de son dossier tarifaire 2015-2016. L'intervenant soutient que les options étudiées doivent s'étendre au-delà des ventes de court terme et inclure des opportunités de vente en Ontario, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse⁴¹.

[73] SÉ-AQLPA recommande, quant à lui, que la Régie approuve la stratégie du Distributeur de ne pas chercher à revendre ses surplus sur les marchés. Selon l'intervenant, cette mission revient plutôt au Producteur puisque celui-ci, de par ses structures, est davantage en mesure de profiter de meilleurs prix en période de pointe et d'en faire bénéficier le Québec⁴².

[74] La Régie constate que des contraintes peuvent restreindre les options de revente de surplus d'énergie dans les marchés limitrophes. La Régie croit néanmoins que le Distributeur doit continuer à suivre de près ces marchés et doit profiter d'éventuelles occasions qui lui permettraient d'effectuer des transactions d'achat et de revente d'énergie avantageuses pour la clientèle québécoise.

[75] La Régie note que le Distributeur n'a effectué aucune transaction de revente en 2013 et que ses volumes de reventes pour assurer l'équilibre offre- demande à court terme étaient peu significatifs auparavant.

[76] Compte tenu de ce qui précède, pour les besoins du présent Plan, et en particulier pour 2015, la Régie approuve la stratégie du Distributeur de ne pas revendre ses surplus sur les marchés limitrophes. Elle considère que le Distributeur doit revoir annuellement ses stratégies d'approvisionnement et s'attend à ce qu'il continue à suivre de près l'évolution des marchés de court terme, les conditions d'accès et les prix à l'achat comme à la revente.

⁴⁰ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 37 et 38.

⁴¹ Pièce C-ROEE-0040, p. 20 et 21.

⁴² Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, p. 31.

3. GESTION DES RISQUES

[77] Le Distributeur fait face à certains risques dans le cadre de sa gestion des approvisionnements, dont les principaux sont liés aux fluctuations de la demande et des prix de l'électricité, au non-respect, par les fournisseurs, des quantités de fourniture contractées, ainsi qu'au défaut des contreparties⁴³.

[78] En ce qui a trait aux risques liés aux fluctuations de la demande, dans le contexte actuel d'équilibre offre-demande, le Distributeur préconise une gestion prudente du compte d'énergie différée afin de se prémunir contre l'éventualité de scénarios de demande plus faible⁴⁴. Il ajoute à cet effet que : « *Compte tenu qu'une part importante des approvisionnements ne peut être réduite, le Distributeur compte principalement sur la flexibilité des livraisons d'électricité patrimoniale afin de gérer des scénarios de demande plus faible* »⁴⁵.

[79] Afin de gérer des scénarios de demande plus forte, le Distributeur privilégie le recours à la gestion de la demande en puissance et aux achats de puissance sur les marchés de court terme. Comme autre recours, le Distributeur évoque, dans sa preuve initiale, la possibilité de lancer un appel d'offres de long terme pour l'achat de puissance garantie⁴⁶.

[80] Advenant que les besoins soient plus élevés en raison de conditions climatiques hivernales plus froides que la normale, la stratégie du Distributeur consisterait en « [...] *une utilisation accrue du contrat cyclable, à une augmentation des achats d'énergie sur les marchés de court terme, ainsi qu'à des appels plus fréquents de l'énergie associée aux contrats de puissance* »⁴⁷.

[81] Dans le contexte d'une demande plus faible occasionnée par des conditions climatiques hivernales plus chaudes que la normale, le Distributeur prévoit ajuster ses achats d'énergie sur les marchés de court terme et utiliser le contrat cyclable de 250 MW qu'il a conclu avec le Producteur⁴⁸.

⁴³ Pièce B-0005, p. 31.

⁴⁴ Pièce B-0005, p. 31.

⁴⁵ Pièce B-0005, p. 31.

⁴⁶ Pièce B-0005, p. 32.

⁴⁷ Pièce B-0005, p. 32.

⁴⁸ Pièce B-0005, p. 31.

[82] Au sujet de la forte volatilité des prix de l'électricité observée sur les marchés du Nord-Est américain, le Distributeur souligne que :

« D'une part, la majeure partie de ses approvisionnements provient de l'électricité patrimoniale et, d'autre part, son portefeuille d'approvisionnements postpatrimoniaux de long terme est pour l'essentiel indépendant des indices liés au prix du gaz ou de l'électricité. Lors des prochaines années, seuls les approvisionnements de court terme du Distributeur seront assujettis au risque de fluctuation des prix de marché de l'électricité »⁴⁹.

[83] Afin de se protéger contre le non-respect des engagements de livraisons des quantités contractuelles prévues par des contrats de court et de long termes, le Distributeur compte notamment sur le paiement de pénalités par les fournisseurs.

[84] Le Distributeur s'assure également de réaliser ses achats sur les marchés de court terme suffisamment à l'avance :

« [...] afin de permettre au marché de garantir la disponibilité des ressources requises, particulièrement lorsque les besoins de puissance additionnelle atteindront des niveaux importants. De ce fait, le Distributeur évaluera la possibilité de procéder à un appel d'offres dès 2014 afin de couvrir une portion des besoins de puissance de l'hiver 2016-2017 »⁵⁰.

[85] La Régie rappelle, à cet effet, qu'elle a rendu une décision partielle le 8 décembre 2014 par laquelle elle autorise le Distributeur à lancer un appel d'offres de long terme pour combler des besoins de puissance de long terme à compter de l'hiver 2018-2019⁵¹.

[86] Les risques inhérents aux contreparties prévues par contrat de long terme sont gérés par des dépôts de garanties, payées à l'avance par les fournisseurs et calculées à partir des notations de crédit qui leur sont attribuées.

⁴⁹ Pièce B-0005, p. 32.

⁵⁰ Pièce B-0005, p. 29.

⁵¹ Décision D-2014-205, p. 64.

[87] Pour les marchés de court terme, les contreparties conviennent préalablement d'une convention de transactions dont les termes correspondent aux pratiques en vigueur dans l'industrie. Le Distributeur s'assure par la suite qu'il est en mesure d'encaisser les pénalités prévues par une gestion appropriée des risques liés aux contreparties⁵².

[88] La gestion du risque de défaut d'une contrepartie est effectuée par la détermination périodique d'une limite de crédit accordée à chacune : « [...] *en tenant compte notamment des volumes de transactions anticipés avec celle-ci et des notations de crédit, telles qu'é émises par les agences de notation reconnues* »⁵³.

[89] À l'instar du Distributeur, la Régie estime que la part importante qu'occupe le volume d'électricité patrimoniale dans le bilan total des approvisionnements du Distributeur contribue à réduire les risques associés à la fluctuation des prix de marché de l'électricité.

[90] Cependant, étant donné que la contribution des marchés de court terme dans le bilan en puissance⁵⁴ du Distributeur tend à croître sur l'horizon du Plan, la Régie considère que la stratégie du Distributeur de procéder à un appel d'offres de long terme demeure le meilleur moyen d'assurer à la fois des approvisionnements fiables et une réduction des risques liés à la volatilité des prix.

[91] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie est satisfaite de la stratégie de gestion des risques présentée par le Distributeur au présent dossier.**

4. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

[92] Selon le Distributeur, la vente d'attributs environnementaux ne constitue pas une option réaliste ou intéressante. Conséquemment, il ne prévoit pas participer à la vente d'attributs environnementaux sur les marchés réglementaires américains⁵⁵.

⁵² Pièce B-0005, p. 33.

⁵³ Pièce B-0005, p. 33.

⁵⁴ Décision D-2014-205, p. 54.

⁵⁵ Pièce B-0005, p. 39.

[93] Le Distributeur fait référence au plan d'approvisionnement 2011-2020, dans lequel il indiquait que les règles de certification établies par la Nouvelle-Angleterre à l'égard des projets d'énergie renouvelable étaient développées de manière à favoriser le développement de projets locaux. Conséquemment, les critères de qualification restreignaient la certification des projets implantés à l'extérieur de leurs frontières respectives⁵⁶.

[94] Le Distributeur rappelle que la commercialisation des attributs environnementaux (CERs) demeure conditionnelle à la revente d'énergie sur les marchés voisins, ce qu'il ne prévoit pas faire dans les prochaines années. Le Distributeur invoque, à cet égard, des contraintes liées à la faible disponibilité de transport ferme ainsi que les niveaux de congestion observés dans les dernières années sur les interconnexions avec le marché de la Nouvelle-Angleterre⁵⁷.

[95] Le Distributeur précise qu'il ne détient aucun droit de transport auprès des transporteurs privés du marché de la Nouvelle-Angleterre. En ce qui a trait aux droits de transport non ferme libérés à trois heures d'avis, le Distributeur soutient que leurs caractéristiques ne correspondent pas au profil de ses surplus, lesquels se manifestent sur une base régulière du mois de mai au mois de novembre⁵⁸.

[96] Le Distributeur prévoit toutefois entreprendre des démarches afin de participer aux marchés volontaires de transactions de CERs, notamment par la certification Ecologo de ses parcs éoliens. Selon le Distributeur, les marchés volontaires sont plus accessibles et permettraient de valoriser les attributs environnementaux de ses parcs éoliens⁵⁹.

[97] À propos du programme Écologo, le GRAME est d'avis que le Distributeur tarde à intervenir, considérant qu'il est déjà titulaire de tous les attributs environnementaux associés à l'électricité provenant des parcs éoliens sous contrat. L'intervenant rappelle que les frais encourus par les fournisseurs pour l'obtention et le maintien des droits sur les crédits existants et futurs sont remboursés par le Distributeur, ce qui augmente le coût des approvisionnements éoliens⁶⁰.

⁵⁶ Pièce A-0043, p. 213 et dossier R-3748-2010, pièce B-0004, p. 29 et 30.

⁵⁷ Pièce A-0043, p. 206.

⁵⁸ Pièce A-0043, p. 215 et pièce A-0046, p. 223 et 224.

⁵⁹ Pièce B-0005, p. 39.

⁶⁰ Pièce C-GRAME-0011, p. 26.

[98] Le GRAME recommande que le Distributeur commercialise, sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre, l'énergie ainsi que les attributs environnementaux provenant des approvisionnements éoliens et suggère que les prix de vente soient fixés de manière à réduire les coûts totaux des approvisionnements pour la clientèle québécoise⁶¹.

[99] À cet égard, le Distributeur soutient qu'il procédera, dans le cadre d'un projet pilote, à la certification des centrales de certains promoteurs et qu'il pourra en certifier davantage si l'expérience s'avère concluante⁶².

[100] Selon l'AQPER et EBM, la vente d'attributs environnementaux constitue une source additionnelle de revenu très importante et une opportunité commerciale que le Distributeur doit saisir⁶³. L'AQPER soulève que le marché de la Nouvelle-Angleterre est caractérisé par une pénurie d'offre d'énergie de type « Classe 1 », telle que l'énergie éolienne, et que cette pénurie aurait pour effet de générer une prime importante et d'accroître le prix de vente obtenu sur ce marché pour ce type d'énergie⁶⁴.

[101] Le ROEÉ est d'avis que le Distributeur doit prioriser la vente de CERs aux entreprises et institutions gouvernementales qui peuvent les utiliser dans le cadre de la certification de bâtiments LEED ou de leur politique d'approvisionnement⁶⁵.

[102] SÉ-AQLPA recommande à la Régie d'inviter le Distributeur à faire preuve de prudence avant de s'engager dans une démarche qui ne certifierait qu'une partie de son approvisionnement plutôt que l'ensemble de l'énergie qu'il distribue. Selon l'intervenant, il sera souhaitable d'étendre la certification à l'ensemble de l'énergie distribuée puisque 95 % de celle-ci provient de sources hydraulique, éolienne ou biomassique⁶⁶.

[103] La Régie comprend que la présence de contraintes de transport et de congestion puisse limiter la quantité d'énergie qui peut être revendue dans les marchés avoisinants, dont celui de la Nouvelle-Angleterre. **Conséquemment, la Régie accepte la stratégie du Distributeur de ne pas revendre d'énergie en 2015 sur ces marchés. Elle encourage toutefois le Distributeur à demeurer vigilant et à rester à l'affût de tout changement**

⁶¹ Pièce C-GRAME-0029, p. 4 et 5.

⁶² Pièce A-0046, p. 97 et 98.

⁶³ Pièces C-AQPER-0009, p. 6 et EBM-0010, p. 17.

⁶⁴ Pièce C-AQPER-0009, p. 14.

⁶⁵ Pièce C-ROEÉ-0040, p. 22.

⁶⁶ Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, p. 34.

permettant de revendre de l'énergie et des CERs sur les marchés avoisinants pour les prochaines années.

[104] **Enfin, la Régie demande au Distributeur de poursuivre ses démarches de certification de ses parcs éoliens pour les marchés volontaires de transactions CERs (Écologo), lesquels semblent lui être accessibles et n'impliquent pas de nouvelles transactions sur les marchés.**

PARTIE II : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

1. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ

1.1 BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[105] La prévision de la demande d'électricité des réseaux autonomes, en énergie et en puissance, se fonde sur l'analyse des historiques des prévisions effectuées ainsi que sur la croissance démographique prévue, l'évolution attendue des consommations unitaires et la prévision de construction de nouveaux bâtiments.

[106] La prévision des besoins en énergie comprend les ventes, les pertes de distribution et de transport, les services auxiliaires des centrales et les besoins pour l'usage interne⁶⁷. La prévision de la demande repose sur l'hypothèse du maintien des interventions commerciales, soit les programmes d'utilisation efficace de l'énergie, les conditions de service spécifiques et la tarification dissuasive. De plus, elle intègre l'impact des interventions en efficacité énergétique du Distributeur⁶⁸.

[107] En 2012, les réseaux autonomes desservis par le Distributeur comptaient 17 688 abonnements⁶⁹ répartis sur six territoires distincts. La production d'électricité dans

⁶⁷ L'usage interne est l'électricité livrée aux bâtiments appartenant à Hydro-Québec.

⁶⁸ Pièce B-0009, p. 10.

⁶⁹ Dont 15 024 abonnements résidentiels et agricoles.

ces réseaux s'élevait à 412 GWh et la somme des besoins de puissance atteignait 93 MW, pour une puissance installée de 164 MW⁷⁰.

[108] Le Plan prévoit, d'ici 2016, une augmentation d'environ 4,5 MW de la puissance des centrales thermiques existantes. La production d'énergie devrait totaliser 502,4 GWh et la pointe devrait atteindre 108,3 MW en 2023. Ces besoins additionnels en énergie proviennent principalement du Nunavik, qui connaîtra une forte croissance démographique, et de Schefferville qui pourrait connaître une croissance de la demande du secteur commercial et institutionnel⁷¹.

[109] Le RNCREQ questionne la validité de certaines données historiques servant à étayer la prévision de la demande, notamment la consommation unitaire élevée du réseau de Schefferville et le niveau élevé des pertes électriques de plusieurs autres réseaux autonomes⁷². Selon le RNCREQ, les explications qualitatives et non quantitatives du Distributeur ne permettent pas de justifier le niveau élevé de consommation d'énergie par abonnement résidentiel et agricole à Schefferville. Ce constat s'applique également à la demande de puissance par abonnement qui est près de deux fois plus élevée au réseau de Schefferville qu'à celui du Lac Robertson qui lui est semblable.

[110] Selon le RNCREQ, il existe un potentiel de réduction important de la demande du réseau de Schefferville qui peut se concrétiser avec l'élimination du rabais tarifaire et qui doit être pris en compte avant d'investir dans de nouveaux équipements de production.

[111] Dans sa décision D-2014-037, la Régie soulevait l'enjeu des impacts du chauffage électrique d'appoint dans les réseaux autonomes à centrales thermiques et de leur importance relative par rapport au potentiel pouvant être réalisé dans le cadre du PGEÉ :

« [476] Compte tenu que le programme de gestion de la demande en puissance contribue à réduire les tarifs, la Régie invite le Distributeur à développer des mesures performantes et à présenter un budget en conséquence dans son PGEÉ 2015.

[...]

⁷⁰ Pièce B-0009, p. 6 et 7 et pièce B-0010, p. 33.

⁷¹ Pièce B-0009, p. 10 et 11, tableaux 1 et 2.

⁷² Pièce C-RNCREQ-0033, p. 3.

[507] *La Régie juge incomplète l'analyse du PTÉ en efficacité énergétique présentée par le Distributeur pour les RA, notamment au niveau du potentiel de gestion de la demande à la pointe. Elle considère qu'il est nécessaire d'avoir un portrait de la réalité des usages des différentes formes d'énergie pour chaque réseau autonome en fonction de constats réels sur le terrain. Cette identification nécessite une approche globale d'évaluation de la situation, réseau par réseau.*

[...]

[756] *L'impact du chauffage électrique d'appoint sur la consommation importante de certains clients résidentiels dans la 2e tranche des tarifs D et DM doit être clarifié. D'ailleurs, le Distributeur indique qu'il n'est pas en mesure de déterminer la demande de pointe typique associée aux usages de base d'une résidence au tarif D au nord du 53e parallèle. Makivik et ARK demandent qu'une analyse des causes de cette surconsommation soit entreprise afin que des solutions puissent être mises sur pied pour la réduire, voire l'éliminer, par des solutions d'efficacité énergétique ou des mesures de sensibilisation.*

[...]

[758] *La Régie considère qu'il ne dépend pas seulement des clients du Nunavik de mettre en place, de leur côté, des mesures visant à ajuster leur consommation et à réduire l'impact du taux de la 2^e tranche des tarifs résidentiels sur leur facture d'électricité, mais que le Distributeur doit également clarifier ses objectifs et ajuster son offre de programmes, de mesures et de tarifs, en visant une utilisation optimale de l'énergie dans les RA au nord du 53^e parallèle.*

[...]

[762] *Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Également, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans »⁷³.*

[112] La Régie approuve la prévision des besoins en énergie et en puissance des réseaux autonomes, mais note que cette prévision tient compte du recours au chauffage électrique d'appoint dont l'ampleur et les impacts devront être clarifiés dans le cadre du dossier tarifaire 2016-2017.

⁷³ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 127, 136, 198 et 199.

[113] **La Régie demande au Distributeur de clarifier, dans le prochain état d'avancement du Plan, l'impact de la diminution du rabais tarifaire à Schefferville sur l'évolution de la demande de puissance et d'énergie de ce réseau.**

1.2 PERTES

[114] Les pertes globales correspondent à la somme des pertes de distribution et de transport, des services auxiliaires des centrales et des besoins pour l'usage interne. Le Distributeur présente les taux de pertes de distribution et de transport, les services auxiliaires et de l'usage interne de chacun des réseaux autonomes sur la période 2008-2013⁷⁴.

[115] La Régie constate que le taux de pertes global est de 13,8 %⁷⁵ pour l'ensemble des réseaux autonomes, selon les écarts entre la production et les ventes en 2010, alors que le taux de pertes pour le transport et la distribution est de 7,7 %⁷⁶. Les constats sur les pertes des réseaux autonomes restent les mêmes que dans la décision D-2011-162⁷⁷, à l'exception du réseau de Schefferville. En 2012, les pertes de transport et distribution ont baissé à 14,5 %, ce qui reste toutefois près de deux fois plus élevé que les pertes théoriques obtenues par simulation. Cette baisse du taux de perte est due surtout à la prise en compte des services auxiliaires des génératrices d'urgence⁷⁸ et à l'évaluation de la consommation pour l'éclairage public.

[116] La Régie constate que le Distributeur a progressé dans l'évaluation et la compréhension des écarts entre la production et les ventes. Elle note toutefois qu'il demeure un écart important entre les pertes observées au niveau du transport et de la distribution et leur évaluation théorique par simulation de chacun des réseaux. Le Distributeur attribue ces écarts à l'imprécision de la modélisation des pertes théoriques. Il explique qu'il faudrait augmenter les points de mesurage pour une plus grande précision sur ce taux de perte et que cet exercice ne conduirait pas nécessairement à une réduction des pertes réelles.

⁷⁴ Pièce B-0010, p. 22.

⁷⁵ Pièce B-0010, p. 25, tableau 2A-2.

⁷⁶ Pièce B-0010, p. 23, tableau 2A-1.

⁷⁷ Dossier R-3748-2011, p. 91.

⁷⁸ Pièce B-0010, p. 21.

[117] Le Distributeur explique également que les pertes sont plus élevées dans les réseaux autonomes parce que la part relative des usages internes et des services auxiliaires y est plus importante que dans le réseau intégré⁷⁹.

[118] Selon le RNCREQ, la simulation du comportement des réseaux électriques est une activité fondamentale qui permet, entre autres, de choisir entre différentes options d'investissement lors de la conception d'interventions sur le réseau. Selon l'intervenant, les imprécisions inexplicables des simulations doivent être comprises afin de prendre les mesures pour remédier aux pertes observées. En effet, ces dernières ont un impact direct sur les besoins en équipement.

[119] Le RNCREQ recommande à la Régie de demander au Distributeur d'ajouter des points de mesurage afin de mieux circonscrire les problèmes éventuels et de pouvoir les corriger.

[120] La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain état d'avancement du Plan, les avenues permettant de mieux évaluer la consommation des charges internes et des services auxiliaires du Distributeur, notamment dans le cadre du déploiement du Projet LAD dans ces réseaux.

[121] La Régie demande au Distributeur de poursuivre sa démarche d'identification des pertes de transport et de distribution dans les réseaux autonomes ayant des taux de pertes supérieures à 7,5 %, soit dans les réseaux de Akulivik, Tasiujaq, Lac Robertson et Schefferville.

[122] La Régie demande également au Distributeur de présenter annuellement les données sur les écarts entre la production et les ventes, comme cela a été fait pour les années 2010 à 2012, suivant les éléments présentés aux tableaux 2A-2, 2A-3 et 2A-4 de la pièce B-0010⁸⁰.

⁷⁹ Pièce B-0010, p. 28.

⁸⁰ Aux pages 25 à 27.

1.3 UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[123] Le Distributeur priorise les interventions en efficacité énergétique pour assurer l'équilibre offre-demande des réseaux autonomes à moindre coût. Ces interventions visent l'utilisation efficace de l'énergie, les économies d'énergie et la gestion de la demande en puissance. Le Distributeur poursuit ainsi le déploiement des interventions auprès de la clientèle selon différentes approches : tarifs ou options tarifaires, programmes commerciaux, financement de tiers pour réaliser des programmes ou des activités commerciales. Un exemple de cette approche est le financement d'une partie des activités et programmes d'économie d'énergie du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétique (BEIÉ)⁸¹.

[124] Considérant la nécessité d'optimiser les coûts d'approvisionnement énergétique des réseaux autonomes, la Régie encourage le Distributeur à collaborer avec les organismes du milieu et le BEIÉ, notamment.

[125] Avec le *Programme d'utilisation efficace de l'énergie et réseaux autonomes* (PUEÉRA) et la tarification dissuasive, la totalité des clients du Nunavik dispose d'un système de chauffage au mazout. Toutefois, les données de facturation et les observations sur le terrain permettent de constater la présence de chauffage d'appoint électrique. Le Distributeur propose que les solutions à ce problème soient étudiées dans les prochains dossiers tarifaires.

[126] La Régie approuve la proposition du Distributeur visant à traiter de cet enjeu dans les prochains dossiers tarifaires.

[127] En ce qui a trait aux réseaux où la clientèle est peu réceptive au chauffage au mazout, malgré le PUEÉRA, comme aux Îles-de-la-Madeleine et dans certaines communautés de la Côte-Nord, le Distributeur maintient sa stratégie actuelle qui consiste à proposer plusieurs modalités adaptées à chaque réseau, incluant une compensation financière versée aux clients pour l'achat de mazout, une subvention pour l'acquisition de système au mazout et le paiement complet ou partiel de l'entretien de ces systèmes. En fonction des résultats, le Distributeur analysera la possibilité, d'une part, d'étendre la bonification à d'autres réseaux et, d'autre part, d'élargir le PUEÉRA à d'autres sources d'énergie qui s'avèreraient rentables.

⁸¹ Pièce B-0009, p. 16.

[128] Dans le précédent plan d'approvisionnement, le Distributeur indiquait avoir renoncé à offrir le PUEÉRA à La Romaine, considérant que la communauté n'est pas réceptive à l'utilisation du mazout comme mode de chauffage, malgré les aides financières offertes⁸².

[129] La Régie constate, aux Îles-de-la-Madeleine, une croissance de 4,7 % des ventes d'énergie et de 20 % de la demande de puissance à la pointe entre 2005 et 2012, période pendant laquelle la population a décliné de 2,6 %. Le Distributeur explique que ces données doivent être normalisées en fonction des conditions météorologiques. Ainsi, les besoins en énergie normalisés ont crû de 4,4 % sur la période 2006 à 2012 alors que les besoins en puissance à la pointe normalisés ont crû de 7,2 % sur la même période. Le Distributeur indique qu'il faut être prudent avec ce type d'analyse comparative⁸³ et qu'il ne possède pas d'information relative à l'évolution de la part du chauffage électrique aux Îles-de-la-Madeleine sur la période 2006 à 2012.

[130] Tous les résidents des Îles-de-la-Madeleine sont des clients du Distributeur qui connaît ceux qui se chauffent au combustible et bénéficient du PUEÉRA. Il est donc possible d'avoir un portrait précis de la part de marché du chauffage électrique. L'implantation des compteurs de nouvelle génération donnera au Distributeur un portrait encore plus précis. De plus, comme il l'indique⁸⁴, l'analyse des profils de consommation permet d'identifier la part des clients sensibles aux conditions climatiques.

[131] La Régie demande au Distributeur de dresser, dans le prochain plan d'approvisionnement, un portrait précis de l'historique de la contribution du chauffage électrique au bilan d'énergie et de puissance des Îles-de-la-Madeleine.

[132] Le Distributeur précise, par ailleurs, que la part de marché des systèmes de chauffage plus performants que les plinthes électriques sur ce réseau sera stable sur tout l'horizon du Plan⁸⁵.

[133] La Régie est d'avis que les systèmes de chauffage plus performants que les plinthes électriques peuvent représenter une solution pour la clientèle qui ne tient pas à utiliser le mazout, malgré les incitatifs du PUEÉRA. Or, la Régie constate que le

⁸² Décision D-2011-162, p. 93, par. 333.

⁸³ Pièce B-0022, p. 21 à 23.

⁸⁴ Pièce B-0040, p. 3.

⁸⁵ Pièce B-0040, p. 3.

Distributeur n'a pas poursuivi sa réflexion sur les orientations du PUEÉRA et le potentiel d'autres sources d'énergie ou de nouvelles technologies qu'elle avait demandée⁸⁶.

[134] La Régie considère que le PUEÉRA et le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) en réseaux autonomes doivent avoir un objectif commun de réduction des coûts d'approvisionnement et que ces programmes devraient être appuyés par des mesures de dissuasion de l'usage du chauffage par résistances électriques.

[135] Au sud du 53^e parallèle, il n'y a aucune mesure de dissuasion et certaines communautés se montrent peu réceptives aux mesures d'aide et d'encouragement qui leur sont offertes. En effet, la Régie constate que le chauffage au mazout fait face à des barrières si importantes dans certains réseaux que le Distributeur songe à ne plus offrir le PUEÉRA. Dans ce contexte, la Régie est d'avis que le Distributeur devrait offrir d'autres solutions que le chauffage par résistances électriques.

[136] La Régie demande au Distributeur d'évaluer l'opportunité de mettre en place des moyens plus efficaces et économiques que les résistances électriques afin de répondre aux besoins de chauffage des locaux et de l'eau dans les réseaux à centrale thermique au sud du 53^e parallèle et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement.

[137] Au nord du 53^e parallèle, il y a des interdictions à l'usage thermique de l'électricité aux tarifs G et M associées à des pénalités en cas de contravention⁸⁷. Pour les tarifs domestiques, il n'y a pas de telle interdiction. Il existe cependant une tarification dissuasive de la 2^e tranche au tarif D de 33,64 ¢/kWh en 2014⁸⁸. Les subventions du PUEÉRA sont calculées pour rendre le chauffage au mazout 30% moins cher que l'usage de résistances électriques au tarif de la 2^e tranche⁸⁹.

[138] La Régie demande au Distributeur de proposer, lors du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie de réduction du chauffage électrique d'appoint dans les réseaux autonomes à centrale thermique au nord du 53^e parallèle, incluant le cas échéant, des propositions de modifications tarifaires.

⁸⁶ Dossier R-3748-2011, décision D-2011-162, p. 93, par. 334.

⁸⁷ Article 7.4 des Tarifs et conditions du Distributeur de 2014.

⁸⁸ Articles 7.1 et 7.2 des Tarifs et conditions du Distributeur.

⁸⁹ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 195, par. 745.

[139] La Régie avait demandé à ce qu'un suivi du potentiel technico-économique (PTÉ) en efficacité énergétique soit présenté dans le cadre du présent Plan. Le Distributeur expose sa stratégie en économies d'énergie et en gestion de puissance à la pointe et fait état de plusieurs réalisations⁹⁰.

[140] La Régie encourage le Distributeur à poursuivre ses efforts tout en maintenant sa priorité de réduire de façon importante la consommation d'électricité pour des usages thermiques.

2. CRITÈRE DE PLANIFICATION DES ÉQUIPEMENTS

[141] Le Distributeur fonde sa planification des équipements thermiques et hydrauliques en réseaux autonomes sur la puissance garantie des centrales, afin de minimiser le risque de perte d'alimentation. Pour calculer la puissance garantie, le Distributeur applique un facteur de 90 % à la puissance totale des groupes de production (puissance installée), de laquelle a été soustraite la puissance du plus gros groupe.

[142] À Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine, la puissance des deux plus gros groupes était soustraite, étant donné le temps important requis pour l'entretien de ces machines de grande puissance qui peut être fait de façon plus économique tout au long de l'année. À la suite de réaménagements de ses procédures d'entretien et considérant l'examen historique de la fiabilité de ces groupes, le Distributeur évalue la possibilité d'appliquer à la centrale de Cap-aux-Meules le même critère de fiabilité que dans les centrales des autres réseaux autonomes⁹¹. Pendant la période transitoire, le Distributeur applique un critère intermédiaire avec un taux de réserve de 55 % applicable aux besoins de puissance et fera état de la situation dans les prochains états d'avancement du Plan⁹².

⁹⁰ Pièce B-0009, p. 17 à 19.

⁹¹ Pièce B-0009, p. 13.

⁹² Dans l'état d'avancement du Plan déposé le 3 novembre 2013 (p. 22) le Distributeur écrit : « À Cap-aux-Meules, l'optimisation du rendement des groupes diesels à la centrale ainsi que la réduction significative de leurs heures d'indisponibilité, particulièrement pendant la période hivernale, ont permis au Distributeur d'adopter le même critère de planification que celui des autres centrales en réseau autonome, soit $(N-1) \times 90\%$. Par conséquent, le déficit en puissance de ce réseau a été repoussé au-delà de l'horizon du Plan ».

[143] **La Régie est satisfaite des gains d'efficience réalisés dans les procédures d'entretien à la centrale de Cap-aux-Meules car elles offrent le potentiel de retarder des investissements importants pour répondre à la croissance de la demande. Elle encourage le Distributeur dans cette démarche d'analyse d'opportunités, réseau par réseau. Par ailleurs, la Régie approuve le critère de planification des équipements dans les réseaux autonomes.**

3. MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS

[144] Le Distributeur présente sa stratégie de gestion de l'offre dans les réseaux autonomes, incluant l'option de génératrices mobiles ou d'ajouts de capacités, et fournit l'état d'avancement des projets d'énergies renouvelables⁹³. Le Distributeur indique qu'il ne dispose pas d'études de projet sur le potentiel d'utilisation du gaz naturel liquéfié comme combustible de remplacement dans les réseaux autonomes⁹⁴.

[145] Au sujet des projets d'énergie renouvelable, incluant le jumelage éolien-diesel (JED), pour lequel des projets pilotes étaient annoncés pour 2015-2016, la Régie constate que le Distributeur ne prévoit aucun projet à court terme, à part la réalisation d'autres études ou analyses.

[146] Le Distributeur indique que le rapport d'expertise sur le développement du JED en réseaux autonomes ne peut être produit et déposé tant que les études des projets de Cap-aux-Meules et de Kangiqsuallujuaq ne seront pas complétées⁹⁵. Il a mandaté un expert afin de revoir les sites identifiés dans le rapport d'expertise préparé par l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) en 2003, mis à jour en 2008⁹⁶.

[147] Cependant, il précise que les résultats préliminaires des études techniques démontrent qu'il serait techniquement possible de réaliser un projet de JED de 6 MW à Cap-aux-Meules, avec un facteur d'utilisation (FU) de 42 %, et un autre de 800 kW à Kangiqsuallujuaq, avec un FU de 24 %. Les résultats des analyses économiques

⁹³ Pièce B-0009, p. 19 à 22.

⁹⁴ Pièce B-0040, p. 5.

⁹⁵ Pièce B-0022, p. 8.

⁹⁶ Dossier R-3748-2011, décision D-2011-162, p. 97.

démontrent que le projet de JED à Kangiqsuallujuaq ne serait pas rentable à cette étape-ci, alors que celui de Cap-aux-Meules comporterait un léger avantage économique. Par ailleurs, l'implantation du JED aux Îles-de-la-Madeleine devra être étudiée en comparaison avec un scénario de raccordement possible au poste de Percé⁹⁷.

[148] Le premier projet de JED devait être mis en service au Nunavik en 2008⁹⁸. La Régie demandait au Distributeur de mettre à jour le rapport d'expertise sur le JED, pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine⁹⁹, et de déposer cette mise à jour dans le cadre de l'état d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement. La mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices devait tenir compte de divers scénarios d'exploitation des groupes diesel ainsi que de la valorisation de l'électricité éolienne excédentaire. Le Distributeur devait également développer un plan de déploiement concret et rapide du JED en réseaux autonomes, pour dépôt dans le cadre du Plan.

[149] Devant le peu d'avancées significatives du Distributeur dans l'implantation du JED, le RNCREQ s'interroge sur les facteurs de planification du Distributeur qui freinent cette implantation. Il demande à la Régie d'exiger un audit technologique de la planification du Distributeur afin d'identifier les obstacles à l'évolution technologique des réseaux autonomes¹⁰⁰.

[150] Dans le cas des Îles-de-la-Madeleine, le RNCREQ juge que les coûts du projet de raccordement au réseau doivent être mieux détaillés afin d'évaluer et de décider des autres options d'approvisionnement.

[151] Le ROÉÉ recommande l'abandon de l'approche axée sur les projets pilotes et le développement de sites individuels, qui néglige les avantages et économies d'échelles d'une stratégie régionale, et recommande plutôt l'implantation simultanée de plus d'un projet à la fois. Le ROÉÉ suggère à la Régie de demander au Distributeur de préparer et de soumettre, dans les meilleurs délais, une feuille de route présentant des objectifs et délais clairs afin de réussir, sans plus tarder, l'implantation des systèmes JED et, de manière plus générale, des autres ressources renouvelables dans les réseaux autonomes.

⁹⁷ Pièce B-0022, p. 8 à 10.

⁹⁸ Dossier R-3550-2004, décision D-2005-178, p. 33.

⁹⁹ Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-68, HQD-6, document 1, annexe 1.

¹⁰⁰ Pièce C-RNCREQ-0033, p. 7.

[152] Le ROÉÉ recommande également que la Régie ordonne au Distributeur de tenir compte de la totalité des coûts économiques, environnementaux, sociaux en termes de développements associés aux groupes électrogènes alimentés au diesel lors de l'évaluation de la rentabilité des projets de JED, et pas seulement des coûts encourus par le Distributeur¹⁰¹.

[153] La Régie se prononce sur cet enjeu dans la section suivante.

4. COÛT DES APPROVISIONNEMENTS

[154] Tel que demandé dans la décision D-2011-162¹⁰², le Distributeur présente¹⁰³ le coût de revient moyen ainsi que le coût d'entretien et d'exploitation de chaque réseau autonome, pour l'année précédant le dépôt du Plan.

[155] La Régie avait également demandé au Distributeur de comparer ces coûts à ceux des territoires nordiques canadiens et d'ailleurs dans le monde. Cette information n'a pas été fournie.

« [377] Dans sa décision D-2011-064, la Régie soulignait la pertinence des informations relatives aux coûts réels des approvisionnements en réseaux autonomes. Compte tenu qu'une réduction de ces coûts passe par une meilleure connaissance de ceux-ci, la Régie demande au Distributeur de fournir, dans ses plans d'approvisionnement futurs, le coût de revient moyen ainsi que le coût d'entretien et d'exploitation de chaque réseau autonome, pour l'année précédant le dépôt du plan d'approvisionnement. Le Distributeur devra également comparer ces coûts à ceux de différentes formes d'énergie de remplacement. La Régie invite, en outre, le Distributeur à joindre à ses comparaisons les expériences des territoires nordiques canadiens et d'ailleurs dans le monde »¹⁰⁴.

[nous soulignons]

¹⁰¹ Pièce C-ROÉÉ-0063, p. 21.

¹⁰² Dossier R-3748-2011, p. 103, par. 377.

¹⁰³ Pièce B-0010, p. 74, tableau 3.2.

¹⁰⁴ Dossier R-3748-2011, décision D-2011-162, p. 103.

[156] La Régie réitère sa demande au Distributeur de présenter un balisage de ses coûts de fourniture d'électricité en réseaux autonomes, lors du prochain plan d'approvisionnement.

[157] Dans la décision D-2011-162¹⁰⁵, la Régie demandait également au Distributeur de comparer les coûts ainsi observés à ceux de différentes formes d'énergie de remplacement. À ce sujet, dans la décision D-2013-037, la Régie écrivait :

« [695] La Régie approuve les options d'électricité interruptible proposées par le Distributeur pour les RA de Cap-aux-Meules et d'Opitciwan. Elle encourage le Distributeur à élargir cette approche aux autres réseaux, et non seulement pour des génératrices de secours diesel, mais également pour toute offre d'approvisionnements en énergie pouvant offrir une garantie de puissance à la pointe à un coût moindre que ceux du Distributeur »¹⁰⁶.

[158] Le Distributeur présente l'état d'avancement de certains projets d'énergies renouvelables¹⁰⁷. Il précise que pour être concrétisés, ces projets doivent être techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et accueillis favorablement par les communautés.

[159] L'AHQ-ARQ considère qu'avec le rendez-vous triennal du Plan, la Régie ne peut accepter que le Distributeur tarde ou omette de fournir les informations, analyses ou études qu'elle a requises. Il ajoute que ces informations, accompagnées d'explications, sont requises pour approuver les choix du Distributeur : *« [t]oute autre forme de preuve devient une profession de foi et « stérilise » le rôle et les obligations de la Régie »¹⁰⁸.*

[160] Le GRAME souligne que l'absence de financement accessible aux communautés constitue une barrière à l'émergence de projets communautaires et d'énergie renouvelable. L'intervenant cite, comme piste de solution à ce problème, l'appel d'offres annuel pour l'approvisionnement en énergie des communautés Alaskaines¹⁰⁹ qui leur permet à ces communautés de bénéficier de fonds afin d'exploiter leurs projets¹¹⁰.

¹⁰⁵ Dossier R-3748-2011, p. 103.

¹⁰⁶ Dossier R-3814-2012, p. 170.

¹⁰⁷ Pièce B-0009, p. 20 à 22.

¹⁰⁸ Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 2.

¹⁰⁹ Pièce C-GRAME-0013.

¹¹⁰ Pièce C-GRAME-0029, p. 16.

[161] Le GRAME soumet qu'une procédure encadrée pour le développement de projets, et équitable entre les fournisseurs, est requise pour assurer l'implication des communautés dans les projets de production d'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes. Il recommande la mise en place d'une procédure d'appel d'offres permettant de combler les besoins des réseaux autonomes au plus bas coût possible, compte tenu des risques.

[162] La Régie considère que pour faciliter l'intégration et optimiser les coûts des projets d'initiative privée ou communautaire dans les réseaux autonomes, ils devraient être étudiés en collaboration avec le Distributeur dès l'évaluation de leur viabilité économique. Cela nécessite une bonne connaissance des coûts évités, appropriés en énergie et en puissance, ou de l'impact du projet sur les coûts du plan d'équipement prévu pour ce réseau.

[163] Par ailleurs, le Distributeur a démontré, par le biais de ses demandes de tarif interruptible aux Îles-de-la-Madeleine et à Opitciwan, que des projets rentables et avantageux pouvaient contribuer au bilan de puissance des réseaux autonomes. La Régie concluait :

« [695] [...] Elle [la Régie] encourage le Distributeur à élargir cette approche aux autres réseaux, et non seulement pour des génératrices de secours diesel, mais également pour toute offre d'approvisionnements en énergie pouvant offrir une garantie de puissance à la pointe à un coût moindre que ceux du Distributeur »¹¹¹.

[164] La Régie réitère l'avis qu'elle avait émis dans sa décision D-2011-162¹¹² :

« [375] La Régie est d'avis que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité. À cette fin, elle lui demande de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie, par réseau autonome, sur un horizon de dix ans, couvrant ces différents aspects ».

¹¹¹ Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 170.

¹¹² Dossier R-3748-2011, p. 103.

[165] Le Distributeur indique que les coûts du PUEÉRA sont inclus dans le prix de revient par réseau du kWh d'électricité produite¹¹³, mais qu'il utilise des coûts évités spécifiques aux besoins de chauffage pour la mesures du PTÉ visant les économies de chauffage.

[166] La preuve est à l'effet que la clientèle Commerciale, Institutionnelle et Industrielle (CII) des réseaux autonomes possède des génératrices autonomes¹¹⁴, mais que le Distributeur n'en a pas un inventaire précis et n'a pas étudié leur potentiel de contribution au plan d'équipement de chacun des réseaux. Le Distributeur précise cependant que les options d'électricité interruptible, avec ou sans préavis, qui existent déjà aux Tarifs et conditions du Distributeur pour la clientèle des réseaux autonomes offrent la possibilité d'inclure ces génératrices au plan d'équipement du Distributeur afin de respecter le critère de fiabilité en puissance¹¹⁵.

[167] Le GRAME, s'appuyant sur l'exemple de l'aréna de Whapmagoostui alimentée par sa propre génératrice, considère que de telles infrastructures ne sont pas incluses dans les prévisions de la demande par le Distributeur¹¹⁶. L'intervenant souligne par ailleurs que les encouragements de la Régie pour que le Distributeur élargisse son offre de tarif interruptible¹¹⁷ n'ont pas été suivis et que l'une des barrières au développement de ressources énergétiques renouvelables est la détermination du coût évité pour les évaluer. Selon l'intervenant, ces coûts sont sous-évalués¹¹⁸.

[168] Selon la Régie, la preuve ne permet pas de conclure que des projets de production de chaleur et d'électricité ne peuvent être optimisés et rentables, notamment à l'occasion de nouveaux projets proposés par la communauté ou d'ajouts de puissance de la part du Distributeur.

[169] La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain plan d'approvisionnement, réseau par réseau, une liste des clients CII communautaires ou privés qui bénéficient du PUEÉRA pour leur besoin de chaleur, ainsi que ceux qui possèdent déjà des groupes électrogènes.

¹¹³ Pièce B-0022, p. 5.

¹¹⁴ Pièce B-0041, p. 14, réponse à la question 1.5.

¹¹⁵ Pièce B-0074, p. 3.

¹¹⁶ Pièce C-GRAME-0029, p. 8.

¹¹⁷ Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 170, par. 695.

¹¹⁸ Pièce C-GRAME-0029, p. 13 à 15.

[170] Considérant ce qui précède, incluant le chapitre sur les moyens pour répondre aux besoins, le fait qu'un projet pilote de JED pourrait être rentable aux Îles-de-la-Madeleine, le niveau de maturité de l'industrie des énergies renouvelables, l'intérêt de certaines communautés à promouvoir des projets et la baisse importante des coûts de l'éolien constatée dans le dernier appel d'offres du Distributeur¹¹⁹, la Régie estime qu'un appel de propositions pour des projets d'énergie propre dans l'ensemble des réseaux autonomes à centrale thermique pourrait permettre, d'une part, d'évaluer des économies d'échelle plus intéressantes que lors de projets pilotes séparés et, d'autre part, de connaître le potentiel économique de projets d'énergie propre non encore identifiés dans ces réseaux.

[171] La Régie demande au Distributeur de considérer un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, pour des projets d'énergie propre, incluant la biomasse, le JED, la production décentralisée de chaleur et d'électricité et tout autre projet d'énergie renouvelable et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement.

4.1 CONCLUSION

[172] Dans le précédent plan d'approvisionnement, le RNCREQ avait plaidé en faveur d'un dossier entièrement dédié à la problématique des réseaux autonomes afin de tirer avantage d'une approche intégrée de planification des ressources dans ces réseaux. En effet, le RNCREQ rappelait que les réseaux autonomes doivent bénéficier de l'intégration des différentes initiatives relevant de la production, la tarification et l'efficacité énergétique appliquées en synergie.

[173] Il avait accueilli favorablement la recommandation suivante de la Régie :

« [375] La Régie est d'avis que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité. À cette fin, elle lui demande de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie, par réseau autonome, sur un horizon de dix ans, couvrant ces différents aspects »¹²⁰.

¹¹⁹ Dossier A/O 2013-01 de 450 MW éolien.

¹²⁰ Dossier R-3748-2011, décision D-2011-162, p. 103.

[174] Le RNCREQ constate l'absence d'une telle stratégie de planification intégrée dans la preuve du Distributeur.

[175] Dans ce contexte, le RNCREQ réitère l'importance d'une telle approche et enjoint la Régie à initier un dossier sur la planification intégrée des réseaux autonomes.

[176] **La Régie encourage le Distributeur à poursuivre la recherche de gains d'efficacité, de solutions et de réduction des besoins et des pertes dans une approche réseau par réseau.** Le premier état d'avancement du Plan¹²¹, déposé le 3 novembre 2014, démontre que des gains peuvent être réalisés par une telle démarche.

[177] En effet, à Cap-aux-Meules, l'optimisation du rendement des groupes diesels à la centrale ainsi que la réduction significative de leurs heures d'indisponibilité, particulièrement pendant la période hivernale, ont permis au Distributeur de repousser le déficit en puissance de ce réseau au-delà de l'horizon du Plan.

[178] Au Nunavik, une révision à la baisse de la prévision de la demande de certains villages explique un déplacement dans le temps des déficits en puissance que l'on y prévoyait.

[179] À Schefferville, la prévision des besoins en énergie et en puissance à la pointe est revue à la baisse, notamment en raison de la diminution du taux de pertes prévu pour ce réseau. Cette mise à jour reporte de deux ans le déficit en puissance prévu.

5. ADOPTION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

[180] **La Régie approuve le plan d'approvisionnement des réseaux autonomes, sous réserve des éléments décisionnels contenus dans la présente décision.**

¹²¹ État d'avancement du Plan, p. 22 et 23 : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviR-3864-2013_PlanAppro2014-2023/HQD_EtatAvancement_03nov2014.pdf#page=22.

[181] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE le plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur, sous réserve des éléments décisionnels contenus dans la présente décision et dans la décision D-2014-205;

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 (ROÉÉ) 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.