

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

HYDRO-QUÉBEC Distribution
(« Distributeur »)

NO : R-3864-2013

Demanderesse
-Et-

REGROUPEMENT NATIONAL DES
CONSEILS RÉGIONAUX DE
L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC
(« RNCREQ »)

Et al.

Intervenants

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

ARGUMENTATION ECRITE

1. Introduction

Dans le présent dossier, le RNCREQ a présenté une preuve, constituée d'un rapport d'analyste externe portant sur les besoins en puissance et du potentiel d'utilisation des compteurs intelligents pour y répondre et d'un mémoire d'organisme. Elle comporte également le témoignage en audience de MM. Philippe Bourke (Directeur général du RNCREQ), Paul Paquin et Philip Raphals (analystes externes pour le compte de l'intervenant), preuve qui a analysé la prévision des besoins en énergie en réseaux autonomes, la problématique de la substitution énergétique des approvisionnements en réseaux autonomes, l'utilisation des conventions d'énergie différée, la revente des surplus sur les marchés limitrophes, les bénéfices potentiels des « compteurs intelligents » sur les besoins en puissance, le programme d'autoproduction « mesurage net », les

pertes électriques des réseaux autonomes, notamment les réseaux de Schefferville, et les besoins du réseau de Schefferville.

La preuve du RNCREQ s'inscrit dans une perspective d'atteinte du développement durable, tels qu'encadré par les 16 principes énoncés dans la *Loi sur le développement durable*. Pour le RNCREQ le développement durable est un modèle de développement économique, qui contrairement au modèle dominant actuel, prend en compte les limites biophysiques imposées par la Terre, ainsi que la capacité restreinte de celle-ci à absorber les déchets de l'activité humaine.

Elle vise également à favoriser l'atteinte des deux objectifs généraux que poursuit le RNCREQ en matière d'énergie, soit la promotion de l'efficacité énergétique et la substitution des sources d'énergie fossile par des énergies locales, propres et renouvelables.

En ce sens, le RNCREQ cherche à mettre en pratique un modèle intégré de planification de l'énergie, qui s'intéresse autant au profil de production que de consommation. De cette manière, il sera possible d'atteindre un développement énergétique du Québec qui soit socialement acceptable, bon pour l'environnement et économiquement viable.

Par ailleurs, comme le RNCREQ le mentionnait dans son mémoire, il adopte dès à présent le rapport de l'analyste externe qu'il a mandaté, M. Philip Raphals, pour valoir comme sa preuve et endosse les recommandations de celui-ci.

Enfin, le RNCREQ réitère les recommandations qu'il a faites dans sa preuve, avec les modifications s'appliquant, le cas échéant, tel que détaillé ci-bas.

2. Réseaux autonomes

2.1 *Prévision de la demande en Réseaux autonomes*

Le Distributeur mentionne que la méthodologie qu'il utilise pour la prévision de la demande en électricité des réseaux autonomes se fonde sur l'analyse des données historiques, la croissance démographique prévue, l'évolution attendue des consommations unitaires et la prévision des nouveaux abonnements

De façon générale le RNCREQ accepte la méthodologie du Distributeur.

Cependant, le RNCREQ questionne la validité de certaines données historiques servant à étayer la prévision de la demande, notamment la consommation unitaire historique élevée du réseau de Schefferville et le niveau élevé des pertes électriques sur plusieurs réseaux autonomes.

2.2 *Réseau de Schefferville*

Consommation unitaire en énergie

Dans son mémoire¹, le RNCREQ a constaté que la consommation unitaire du réseau de Schefferville pour la période historique est particulièrement élevée, notamment par rapport au réseau comparable du Lac Robertson, et que cette consommation demeurerait élevée pour la période de prévision. Le RNCREQ a établi que, en excluant la consommation unitaire de base de 10 TWh, la consommation unitaire pour le chauffage du réseau de Schefferville est 140% plus élevée que celle du Lac Robertson.

Le Distributeur prévoit que la situation du réseau de Schefferville demeurera la même sur toute la période de prévision.

Selon Le RNCREQ, les réponses fournies par le Distributeur concernant le niveau élevé de la consommation unitaire en énergie sur le réseau de Schefferville, de même que l'ensemble de la preuve au dossier sur cette question, donnent des explications qualitatives et non quantitatives, ce qui ne permet pas aux yeux du RNCREQ de justifier le niveau élevé de la consommation unitaire des abonnements **Résidentiel et agricole** du réseau de Schefferville.

¹ C-RNCREQ-0019, section 2.1, p.11 ss.

En conséquence, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la prévision de la demande du Distributeur concernant le réseau de Schefferville

Par ailleurs, le RNCREQ rappelle que, dans sa décision D-2011-162, la Régie avait fait la demande spécifique suivante concernant le réseau de Schefferville.

*« [367] Malgré ces explications, la Régie demeure préoccupée par la consommation unitaire élevée à Schefferville et demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, **un plan d'action spécifique à ce réseau, incluant les actions entreprises et prévues, en termes d'économie d'énergie et de gestion de la consommation, en tenant notamment compte des stratégies tarifaires et de recouvrement examinées dans le cadre d'autres dossiers.**17 »*

Ainsi, le RNCREQ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur se conforme rapidement à la décision D-2011-162 et qu'il dépose, dans les plus brefs délais, un plan d'action qui permettra de réduire significativement la demande unitaire du réseau de Schefferville.

Consommation unitaire en puissance

En ce qui concerne la consommation unitaire en puissance, le RNCREQ constate également une consommation unitaire beaucoup plus élevée à Schefferville, soit près du double de la plupart des autres réseaux autonomes, notamment le réseau du Lac Robertson qui lui est semblable².

À l'instar de la recommandation qu'il formule pour la demande unitaire en énergie, le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie la demande unitaire moyenne en puissance prévue de 18 kW pour le réseau de Schefferville, et qu'il propose un plan d'action tel que la Régie l'exige par sa décision D-2011-162.

Impact d'une augmentation de la facture d'électricité

Le RNCREQ conclut que l'élimination du rabais consenti aux clients domestiques du réseau de Schefferville (30% de rabais sur les tarifs applicables en réseau intégré) au 1^{er} avril 2015 aura un impact à la hausse de 43% sur la facture des abonnés de Schefferville.

Le Distributeur, qui évalue l'impact de cette hausse sur ses prévisions, affirme que celle-ci « *aura peu ou pas d'impact sur la consommation du réseau de*

² C-RNCREQ-0019, tableau 8, p.16

Schefferville, car la consommation d'électricité du réseau de Schefferville provient, dans sa majeure partie, des usages de chauffage des locaux et de l'eau [...]»

Pour le RNCREQ, il est fort probable que les abonnés consommant plus de 35 MWh annuellement tendent à réduire leur consommation afin de réduire l'augmentation de leur facture suite à l'élimination du rabais à l'horizon 2015.

Dans les circonstances, le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur examine l'impact de la hausse de la facture de l'électricité à Schefferville avant d'investir pour des équipements de production.

PTÉ efficacité énergétique

Le RNCREQ s'est intéressé à une étude du Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes³, où le Distributeur présente le PTÉ de gestion de la demande en puissance pour le réseau de Schefferville.

Le RNCREQ constate que la plupart des mesures présentées ont un coût unitaire inférieur aux coûts évités, alors que l'une d'elles semble particulièrement intéressante pour réduire la demande de pointe, soit le « Stockage thermique avec contrôle Distributeur » pour le secteur résidentiel et le secteur CI.

Puisque selon la preuve du Distributeur, le réseau de Schefferville est en déficit de puissance à partir de l'hiver 2014-2015, le RNCREQ considère qu'il faut accorder une priorité à l'évaluation, l'identification et la mise en œuvre des mesures de gestion de la demande qui permettraient de réduire la demande de pointe du réseau de Schefferville et d'éliminer ce déficit.

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur accorde une priorité à l'implantation de mesures de gestion de la demande en puissance sur le réseau de Schefferville et qu'un échéancier précis à cet effet soit déposé lors du prochain dossier tarifaire.

2.3 Pertes électriques en réseaux autonomes

Dans plusieurs dossiers antérieurs, notamment les dossiers R-3748-2010 et R-3776-2011, le RNCREQ a analysé les pertes électriques élevées observées dans

³ Déposé initialement dans le dossier R-3854-2013, HQD-9, document 2

plusieurs réseaux autonomes, notamment le réseau de Schefferville, analyse qui a suscité l'attention de la Régie dans le précédent plan d'approvisionnement⁴.

En réponse à sa décision, le Distributeur, sur la base des taux de pertes des cinq dernières années, a évalué le taux de pertes théoriques pour les réseaux de L'Île-d'Entrée, d'Akulivik, de Kuujjuarapik, de Puvirnituk, de Salluit, de Tasiujaq, du Lac-Robertson, de Schefferville et de Clova.

Le RNCREQ constate que dans chacun des cas simulés la valeur des pertes théoriques est nettement inférieure à la valeur des pertes réelles moyennes sur la période 2008-2012, (sauf pour L'Île-d'Entrée où les deux taux sont semblables).

Bien que certaines raisons aient été invoquées par le Distributeur pour expliquer ces différences importantes il n'envisage pas d'améliorer la précision des taux de pertes observés en ajoutant des points de mesurage, puisque cette mesure entraîne des coûts sans toutefois diminuer pour autant réellement les pertes électriques.

Selon le RNCREQ, la simulation du comportement des réseaux électriques est une activité fondamentale qui permet de définir les besoins en équipements en vue d'assurer une alimentation fiable des besoins. De plus ces simulations permettent d'évaluer le différentiel de pertes électriques entre plusieurs options lors de projets d'investissements et il arrive parfois que ce différentiel est déterminant dans le choix de l'option retenue.

Dans un tel contexte, les imprécisions des simulations ne devraient être que marginales et ne pas présenter un écart comme celui qui est constaté pour le taux de pertes électriques en réseaux autonomes.

Selon le RNCREQ, il est nécessaire de bien connaître l'origine des pertes électriques afin de prendre des mesures pour y remédier. Les écarts sont suffisamment importants pour avoir un impact sur les besoins en équipement, notamment pour le réseau de Schefferville.

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur ajoute des points de mesurage afin de mieux circonscrire cette problématique et de pouvoir définir les correctifs à apporter s'il y a lieu.

De plus le RNCREQ demande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il effectue le calcul théorique des pertes de transport et distribution pour chaque réseau, comme cela était planifié à l'état d'avancement de 2012.

⁴ D-2011-162

2.4 Substitution énergétique des approvisionnements en réseaux autonomes

Le RNCREQ avait annoncé qu'il entendait procéder au suivi de l'expertise déposée dans le précédent Plan d'approvisionnement en effectuant, notamment, la mise à jour du balisage des initiatives internationales de la technologie JED et en effectuant le suivi des recommandations contenues dans le rapport de 2011.

L'analyse des réponses du Distributeur aux DDR du RNCREQ portant sur le sujet⁵ démontre que celui-ci n'a mis en preuve, ni contenu, ni échéancier de réalisation concret d'un plan d'action JED.

Le RNCREQ déplore cette inaction du Distributeur. Le RNCREQ soumet respectueusement à la Régie que la stratégie adoptée par le Distributeur dans ce dossier ne sert pas les attentes légitimes des abonnés et qu'elle conforte un peu plus, année après année, le bilan annuel des réseaux autonomes dans des déficits irréversiblement croissants.

Le RNCREQ est d'opinion que cet état de fait retarde de manière injustifiée les investissements de substitution énergétique que le Distributeur devra tôt ou tard engager massivement dans une nécessaire transition énergétique en réseaux autonomes.

Conséquemment, devant le peu d'avancées significatives du Distributeur dans l'implantation du JED en réseaux autonomes, le RNCREQ a plutôt choisi d'intervenir en amont en s'attardant aux facteurs de planification qui freinent l'implantation du JED ou plus généralement, au remplacement des carburants fossiles par d'autres sources énergétiques dans la fourniture d'énergie en réseaux autonomes.

Ainsi, il réfère la Régie aux considérations qu'il a exprimées dans son mémoire de preuve, dont il réitère ici les recommandations et conclusions.

Dans le cas du réseau des IDLM, le RNCREQ est préoccupé du peu d'information produite en preuve relativement à l'option de son raccordement au réseau intégré. Pour le RNCREQ, la preuve au dossier ne permet pas à la Régie de juger des mérites de cette option aux plans financier et tarifaire, en le comparant aux autres projets de substitution énergétique capables d'assurer à moindre coût le même service équivalent en réseaux autonomes.

Dans sa preuve, le RNCREQ⁶ soutient que le coût de fourniture (comprendre ici : du carburant) du Distributeur dans la planification de ses approvisionnements en

⁵ HQD-4, document 1, questions 16.1 à 16.4, pp 9 -11

⁶ C-RNCREQ-19, Mémoire du RNCREQ, section 4.4, p.38 ss.

réseaux autonomes entraîne des déficits annuels croissants et récurrents. Le RNCREQ est d'avis qu'il est urgent pour le Distributeur d'engager sans délai un plan de contingence visant à stabiliser rapidement ses coûts d'exploitation en réduisant massivement la part de ses approvisionnements en carburant.

Ce plan de contingence exige la transformation radicale des pratiques de planification des investissements du Distributeur en vue de prioriser la pénétration d'options énergétiques commerciales de moindre coût et d'engager formellement une évolution technologique incontournable.

Puisque tout carburant fossile non-consommé par une centrale thermique en réseaux autonomes représente une économie directe, récurrente en terme d'achats annuels de carburant pour le Distributeur, le coût évité en énergie du Distributeur constitue le premier indicateur de performance économique d'un tel plan de contingence et, à ce titre, il devient le point de comparaison des options énergétiques à privilégier dans les réseaux autonomes (offre et demande incluses) aux fins d'assurer, à terme, des approvisionnements énergétiques viables pour les communautés des réseaux autonomes.

Dans le cas des réseaux autonomes, le RNCREQ soutient que le coût évité en carburant doit minimalement constituer la première référence de compétitivité technico-économique de tout programme d'autoproduction responsable.

Le RNCREQ invite la Régie à exiger un audit technologique de la Planification du Distributeur afin d'évaluer si des critères de planification et d'exploitation pourraient constituer actuellement des obstacles artificiels à l'évolution technologique naturelle des réseaux énergétiques.

2.5 Conclusions Réseaux autonomes

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 la planification des ressources en réseaux autonomes. En effet, le RNCREQ rappelle que, non soumis à la séparation fonctionnelle, les réseaux autonomes doivent bénéficier de l'intégration des différentes initiatives relevant de la production, la tarification et l'efficacité énergétique appliquées en synergie.

Il avait accueilli avec optimisme 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. »

La preuve du Distributeur au présent dossier n'est pas concluante quant à l'atteinte des demandes de la Régie. Le RNCREQ ne peut que constater l'absence d'une telle stratégie de planification intégrée dans la preuve du Distributeur.

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

3. RÉSEAU INTÉGRÉ

3.1 Utilisation des Conventions d'énergie différée

Le Distributeur n'entend plus avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin des Conventions. Il justifie cette position par la nouvelle planification de ses besoins en énergie qui présente une diminution alors que son portefeuille de moyens d'approvisionnement s'est accru à la suite de l'adoption de nouveaux blocs d'énergie renouvelable par le gouvernement du Québec.

Tout en convenant que, selon les Conventions, le solde du compte d'énergie différée doit être écoulé à l'échéance de celles-ci, le RNCREQ soumet que la stratégie à adopter pour l'utilisation des conventions d'énergie différée ne doit pas prendre en considération uniquement le bilan de l'équilibre offre-demande, mais également le coût des approvisionnements résultant de cette stratégie sur la période du plan d'approvisionnement.

La prémisse du RNCREQ est qu'étant donné que le coût de l'électricité patrimoniale est plus faible que le coût de l'énergie différée, il y a un avantage économique à maximiser l'utilisation de l'énergie patrimoniale à court terme.

Pour bénéficier de la différence entre le prix de l'électricité patrimoniale et le prix du contrat d'énergie de base (350 MW), le RNCREQ a analysé une option qui consiste essentiellement à différer de l'énergie à court terme et de rappeler la même quantité d'énergie plus tard, en utilisant la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale. Ainsi, à court terme, l'énergie différée est remplacée par une plus grande utilisation de l'énergie patrimoniale, ce qui diminue la quantité d'énergie patrimoniale inutilisée.

Cette énergie différée est rappelée plus tard, en augmentant la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée. Le report dans le temps de l'énergie patrimoniale inutilisée permet de diminuer le coût actualisé total des approvisionnements sur la période du plan.

La stratégie envisagée est neutre sur le plan énergétique par rapport à la stratégie du Distributeur, mais elle permet de diminuer le coût actualisé des approvisionnements sur la période.

Les résultats de l'évaluation du RNCREQ montrent que l'option analysée par le RNCREQ permet de réaliser des économies, dans tous les cas, par rapport à la

stratégie proposée par le Distributeur. Les économies sont proportionnelles à la quantité annuelle d'énergie différée.

Selon le RNCREQ, cette évaluation est également conservatrice sur le plan économique. En effet, si les besoins en énergie du Distributeur sont plus élevés que prévu et qu'il n'y a pas d'électricité patrimoniale inutilisée, par exemple à partir de l'année 2020, l'énergie rappelée à partir de cette date remplacerait de l'électricité qu'il aurait fallu acheter sur le marché de court terme à un prix plus élevé que le prix de l'électricité patrimoniale, ce qui augmenterait l'avantage économique de l'option analysée.

La mise à jour de la prévision de la demande déposée par le Distributeur en début d'audience montre une demande supplémentaire de 14,4 TWh sur la période 2014-2023, ou de 22,7 TWh si on continue jusqu'à l'année 2027, soit l'année de fin des conventions d'énergie différée. Ainsi, selon cette mise à jour, la réduction du coût d'approvisionnement évaluée par le RNCREQ serait encore plus élevée.

Questionné par le banc ⁷, le Distributeur affirme que la proposition du RNCREQ serait en contradiction avec l'esprit des conventions :

*« Et c'est là où on trouve qu'on est, on serait en contradiction avec l'esprit des conventions. On dit, il faut rappeler de l'énergie pour des besoins fermes sinon on se retrouverait à faire d'une **certaine façon de la spéculation sur le marché** entre différer aujourd'hui, on trouve que les prix sont plus intéressants aujourd'hui, on va plutôt différer plus tard... on va plutôt faire de l'inutilisé plus tard. C'est comme si on faisait du transfert de l'inutilisé à travers le temps et ce n'est pas ce qui est, ce n'est pas l'esprit des conventions ».*

Avec respect, la proposition du RNCREQ s'inscrit complètement dans l'esprit des Conventions, tel qu'en témoignent les attendus suivants tirés du préambule des Conventions :

*« **ATTENDU QUE le Distributeur souhaite administrer de façon optimale et dans une perspective de long terme ces approvisionnements post patrimoniaux afin de favoriser une saine gestion des coûts de ceux-ci et de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale, [...]***

[...]

*« **ATTENDU QUE le Distributeur ne pourra utiliser les reports d'énergies à des fins spéculatives, c'est-à-dire procéder à des rappels d'énergie pour la revendre sur les marchés de court terme en vue d'en tirer profit ;** »*

⁷ NS, 18 juin, page 308

Tel qu'il appert des dispositions citées du Préambule des Conventions d'énergie différée, la proposition du RNCREQ, en permettant une optimisation des approvisionnements post patrimoniaux dans une perspective de long terme, et une maximisation de l'utilisation de l'électricité patrimoniale, s'inscrit dans l'esprit et la lettre des Conventions.

De même, la proposition du RNCREQ n'a pas pour objet de procéder à des rappels d'énergie pour la revendre sur les marchés de court terme en vue d'un tirer profit.

Ainsi, l'analyse du RNCREQ permet de conclure qu'il y lieu d'optimiser le coût des approvisionnements en énergie du Distributeur sur la période 2014-2023 et, à cet effet, **recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur utilise les possibilités offertes par les Conventions d'énergie différée et la flexibilité d'utilisation de l'électricité patrimoniale pour différer dans le temps la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée et ainsi réduire le coût total actualisé des approvisionnements en énergie sur la période du plan d'approvisionnement.**

3.2 Revente des surplus sur les marchés limitrophes

Dans sa preuve, le RNCREQ a questionné la stratégie du Distributeur, concernant l'équilibre offre-demande en énergie, qui consiste à compter principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale comme moyen pour disposer des surplus énergétiques.

En effet, le Distributeur n'envisage pas de revendre les surplus sur les marchés parce que « *la disponibilité de transport ferme et les niveaux de congestion observés dans les dernières années sur les interconnexions⁸* » n'étaient pas favorables.

Le tableau que le RNCREQ a produit, à partir des informations fournies par le Transporteur⁹, montrant la disponibilité de transport sur certaines interconnexions a été modifié par le Distributeur à la demande de la Régie, et ce dernier a réduit les expectatives du à des contraintes sur les réseaux voisins, de sorte que la capacité résiduelle est de 93 MW, soit 50 MW vers HQT-MASS et 43 MW vers HQT-NE.

⁸ HQD-3, document 1.1, page 37

⁹ R-3823-2012

Le RNCREQ admet donc que la possibilité de revente est réduite.

Malgré ce constat, étant donné que les conditions peuvent évoluer, notamment les contraintes sur les réseaux voisins qui prévalent actuellement, le **RNCREQ maintient sa recommandation d'exiger 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, et une prévision du prix de l'énergie sur les marchés limitrophes.** Par contre, concernant une évaluation de l'intérêt économique de procéder à la revente de ses surplus, le RNCREQ ajoute : **s'il y a lieu.**

3.3 Programme d'autoproduction *Mesurage net*

Interrogé en audience, le Distributeur a bien fait ressortir que le Programme Mesurage net » n'est pour lui qu'une courtoisie qu'il offre à des clients volontaires mais qu'il n'entend pas favoriser le développement de cette « filière » d'autoproduction.

Il considère que cette source ne recevrait d'égard favorable de sa part que lorsque l'autoproduction générera de l'effacement à la pointe

Or, malgré l'intérêt croissant pour l'autoproduction, le Distributeur ne semble avoir fait aucun effort pour identifier le gain en puissance qu'il représente.

Dans un mémoire antérieur, le RNCREQ a écrit :

« Le RNCREQ considère que le programme de Mesurage net répond non seulement à l'intérêt individuel de chaque consommateur qui y adhère, mais aussi à la collectivité, tel que l'explique la Stratégie énergétique du gouvernement du Québec. Cet intérêt collectif a plusieurs aspects, dont :

- Promouvoir l'innovation au Québec*
- Favoriser l'implication des citoyens et d'entreprises dans leur propre approvisionnement en électricité*
- Permettre aux régions rurales de mettre en valeur ses ressources énergétiques¹⁰. »*

Le RNCREQ n'a pas changé d'avis à cet égard.

¹⁰ R-3748-2011, Mémoire du RNCREQ, p. 34.

Le RNCREQ considère toujours qu'il a lieu de regarder ces questions en détail, à l'égard du programme de mesurage net, étant donné l'intérêt croissant qu'il suscite. Il y aurait lieu également de faire le point sur l'achat de la microproduction (jusqu'à 1 MW).

Le RNCREQ recommande à nouveau à la Régie de mettre en place un dossier spécifique afin de réviser l'ensemble des modalités du programme de Mesurage net. Il serait souhaitable, dans le cadre de ce même dossier, de faire le point également sur l'achat de la microproduction (1 MW), jugé « prématuré » lors du dossier R-3551-2004.

3.4 Besoins en puissance

Lors de sa preuve testimoniale, le Distributeur a considérablement modifié son bilan en puissance par une « mise à jour » devançant ses besoins additionnels en puissance de plus d'un an et dépassant la contribution en puissance des marchés de court terme dont il prévoyait bénéficier dès 2017-2018.

La planification présentée par le Distributeur se base uniquement sur son scénario moyen, qui comporte un risque de dépassement de 50%. Afin de quantifier les besoins additionnels en puissance requis afin de réduire ce risque à des niveaux plus tolérables, M. Raphals a produit, selon la méthodologie reconnue par le Distributeur¹¹, des scénarios avec un risque de dépassement de 40%, 30%, 20% et 10%, qui se trouvent aux acétates 4 à 7 de sa présentation.

En allant vers une marge de sécurité plus importante, la date à laquelle de nouveaux besoins sont requis (au-delà des 1500 MW disponible sur le marché de court terme) est devancée, et la quantité de nouvelles ressources requises à l'horizon 2022-2023 augmente.

Cette analyse démontre un besoin important de nouvelles ressources en puissance, et le RNCREQ trouve préoccupant le fait que le Distributeur ne semble pas en reconnaître l'importance.

Potentiel technico-économique de la gestion de la demande en puissance

L'État d'avancement 2012 du précédent plan d'approvisionnement présente les mesures retenues, par marché, par le Distributeur pour leur potentiel technico-

¹¹ NS, 17 juin, p.10

économique de la gestion de la demande en puissance. Dans le contexte actuel de déficit de puissance, cet aspect de la preuve du Distributeur revêt un intérêt certain pour le RNCREQ dans la mesure où l'intervenant y voit un moyen de satisfaire les besoins en puissance de la charge locale sans recourir à de nouvelles sources d'approvisionnement.

La preuve du Distributeur insiste sur le caractère non-additif des mesures du PTÉGDP qui ne permettrait pas de conclure à quoi que ce soit sur l'intérêt de celles-ci dans leur marché respectif. Elle invoque la contrainte provenant de la reprise de charge généralement associée aux mesures de gestion de la demande en puissance pour justifier l'absence de toute conclusion à l'égard de son potentiel global.

Malgré le défi méthodologique important constaté, la preuve du RNCREQ a souligné que certaines mesures (par ex. le stockage thermique) créent plutôt une « avance de charge » qui, malgré les affirmations inexactes notées à l'acétate numéro 9 de la présentation de M. Raphals, permettent d'éviter le phénomène de reprise de charge, et donc le risque de déplacer la pointe.

Le RNCREQ constate également que la preuve du Distributeur à cet égard est inadéquate, en ce sens qu'elle ne permet ni la priorisation des mesures, ni la prise de décision. Pourtant, le PTÉGDP démontre un potentiel important à l'égard de ces mesures.

Le RNCREQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de formuler un nouveau document plus complet permettant la prise de décisions pour le recours aux mesures de gestion de la demande en puissance.

Demand Response : Gestion active de la demande

Le RNCREQ est d'avis qu'en matière de gestion active de la demande (*demand response*), le Distributeur tient un double discours.

S'il admet volontiers la réalité de cette source d'approvisionnement, tel qu'en témoignent les propos du témoin du Distributeur : « [...] toutes nos actions visent à aller chercher cette puissance qui peut être, qui est dans le fond disponible chez les clients »¹², la preuve ne révèle que peu d'efforts dans l'horizon du plan d'approvisionnement pour tendre vers cette gestion active.

¹²NS, 18 juin, p.303, Témoignage de M. Zayat, en réponse à une question de la Présidente de la formation sur « les interventions que le Distributeur compte faire sur la durée du Plan pour mieux gérer la demande en puissance »

D'ailleurs, le RNCREQ souligne que l'appel au public est une mesure primaire de gestion active de la demande et qu'elle est la seule mesure de cette nature dont dispose le Distributeur. La réticence du Distributeur à utiliser cette mesure semble symptomatique de ce double discours.

Dans le rapport d'analyse que le RNCREQ a produit dans sa preuve, M. Raphals mettait l'accent sur le potentiel d'utilisation de la carte Zigbee intégrée aux compteurs intelligents que le Distributeur installe actuellement.

La position du RNCREQ est de maximiser le potentiel d'un équipement qui est déjà en phase d'installation et qui peut être mis à contribution rapidement pour répondre aux besoins imminents en puissance.

Ainsi, le RNCREQ réitère les recommandations de son mémoire permettant l'activation des cartes Zigbee et leur utilisation en gestion active de la demande, sur une base volontaire ou dans le cadre d'un projet-pilote, à la fois pour rendre compte à la Régie et pour étudier les coûts et bénéfices d'une généralisation de la mesure.

Le RNCREQ a cependant constaté le peu d'enthousiasme généré par cette technologie auprès du Distributeur. En plus de déplorer le manque de vision de ce dernier, puisqu'il néglige de maximiser les usages d'une technologie implantée à grand frais et dont l'acceptation sociale est pour le moins difficile, le RNCREQ est interpellé par l'importance et l'imminence des besoins en puissance du Distributeur. Le potentiel associé à la gestion active de la demande est trop significatif pour qu'on se limite à un débat sur la technologie à retenir.

Le RNCREQ fait sien les commentaires du témoin Raphals à la page 68 des NS du 25 juin :

« Mais, de loin plus important, c'est de commencer à développer et de mettre en place et en œuvre une stratégie de « demand response », surtout en vue des besoins importants qui peuvent venir si la demande continue à augmenter. »

Devant l'ampleur des besoins prévus en puissance, le RNCREQ estime, à tout le moins, que le Distributeur devrait entamer des efforts considérables et soutenus, dès maintenant, pour adopter une stratégie afin de réaliser le potentiel en gestion active de la demande. Il recommande à la Régie de lui ordonner d'agir en ce sens.

Le RNCREQ demande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de :

- **préparer un plan global de Gestion active de la demande, d'ici la fin de l'année 2014;**
- **de mener un processus de consultation sur ce plan auprès des parties intéressées, et d'en faire rapport à la Régie;**

- **de présenter un dossier à la Régie pour faire approuver ce plan, d'ici 2015.**

Ressources désignées

Dans sa présentation, M. Raphals a fait état d'une incohérence entre le témoignage du Distributeur et les Tarifs et conditions d'HQT à l'égard de la désignation des ressources. En faisant appel à la liste des ressources désignées rendue publique par le Transporteur sur son site OASIS, ainsi que le Rapport annuel d'Hydro-Québec, il a démontré que le Distributeur a désigné l'ensemble des ressources de production d'Hydro-Québec comme ses « Ressources désignées », qui sont donc touchées par une interdiction de ventes non interruptibles (arts. 37 et 38 TC).

De toute évidence, il appert que cette interdiction n'a pas été respectée, étant donné l'indication dans C-EBM-018 de 1123 MW de ventes de puissance à des tiers. Le document de HQEM mentionné par M. Raphals, produit en soutien de cette plaidoirie, qui affirme que, depuis des années, HQ vend de la puissance dans ses marchés externes, confirme ce fait.

L'argumentation présentée le 26 juin par Me Fraser ne fait rien pour résoudre ces difficultés. Au contraire, elle ne fait qu'augmenter la confusion soulignée par M. Raphals.

Me Fraser prétend que les seules ressources affectées par cette interdiction sont les 200 MW non engagées d'HQP. Avec égards, le RNCREQ soutient qu'il se trompe. Ce sont en fait l'ensemble des ressources de production d'Hydro-Québec, et notamment celles qui garantissent les 1123 MW de puissance identifiées dans C-EBM-0018 comme « Engagements envers les tiers », qui sont soumises à cette interdiction.

De plus, Me Fraser confond l'attestation du Distributeur sur la fiabilité avec celle sur la disponibilité des ressources mentionnée à l'art. 37(1)(v) TC.

Cela dit, le RNCREQ reconnaît le fait, mentionné par la Présidente le 25 juin, que ce n'est pas dans le présent dossier que la Régie aura à déterminer si, oui ou non, le Distributeur respecte les conditions de service.

La question est quand même importante pour deux raisons. D'une part, pour s'assurer de la cohérence du régime de réglementation de la Régie, à l'égard de l'interface entre HQD et HQT.

D'autre part, parce que dans le contexte même du Plan d'approvisionnement, il est essentiel de savoir si, oui ou non, le Distributeur aura accès à l'ensemble de ses Ressources désignées, et, le cas échéant, dans quelles circonstances et selon quelles modalités.

Le RNCREQ recommande à la Régie d'enquêter sur la question du respect d'interdiction des ventes non interruptibles à partir des ressources désignées du Distributeur laquelle peut être introduite en vertu de l'article 35 de sa *Loi*.

3.5 Vente de CER

Tout au long des audiences, il a longuement été question de la vente des crédits d'énergie renouvelable (CER). La position du Distributeur se résume comme suit : il considère qu'il ne peut vendre de CER sur le réseau de la Nouvelle-Angleterre parce qu'il ne vend pas d'énergie. Cet argument se divise en deux aspects : le premier, il y a congestion aux interconnexions HQ—NE, donc impossibilité de transiger ; le deuxième point, le Distributeur ne revend pas son énergie. Le RNCREQ note qu'il a également entendu que: l'éolien est destiné à la charge locale et que les CER pour NE doivent servir à favoriser le marché local, et non l'importation d'énergie.

En plaidoirie¹³, le Distributeur a affirmé que ses arguments pour la vente des CER sont les mêmes que ceux qu'il présente pour la revente sur les marchés de court terme, à savoir des contraintes de certification, de transport et de vente.

Il insiste sur les limites des possibilités du transport, alléguant la congestion aux interconnexions.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il privilégie plutôt l'angle de l'approvisionnement du marché volontaire au moyen de l'accréditation EcoLogo.

Tel que mentionné dans le témoignage de M. Bourke, il importe au RNCREQ que la ressource d'énergie renouvelable soit valorisée au maximum en utilisant toutes ces composantes.

Concernant la possibilité de vendre des CER dans le marché réglementé de la Nouvelle-Angleterre, M. Raphals a souligné que l'empêchement cité par HQD serait réel uniquement si ce marché distingue HQD de HQP, comme deux entités distinctes. Plus tard, M. Pereira, l'expert de l'AQPER qui agit à titre de consultant

¹³ Par.50 à 52 du plan de plaidoirie du Distributeur

sur le réseau NE, a expliqué que le système en vigueur en Nouvelle-Angleterre ne s'intéresse aucunement à l'identité de la contrepartie, mais seulement de la source physique des électrons.

Le RNCREQ soutient que l'argument d'HQD portant sur l'impossibilité de transporter et de vendre ses CER à cet effet ne doit pas être retenu.

Ainsi, le Distributeur pourrait mandater le Producteur de vendre ces CER, par une entente contractuelle, avec l'énergie qu'il exporte déjà sur les interconnexions. Le RNCREQ est conscient que les modalités contractuelles d'application restent à définir mais il est convaincu qu'il n'existe aucune limite conceptuelle à mettre en œuvre un tel système.

M. Pereira a également souligné la très faible valeur des CER sur le marché volontaire. Il s'agit donc d'une piste de derniers recours.

Par ailleurs, avant de vendre des CER dans un marché ou dans l'autre, il faut s'assurer que ces CER existent bel et bien, sans double comptage. Or, la preuve du RNCREQ démontre que, pour le moment, la totalité de l'énergie éolienne est distribuée aux consommateurs québécois. Ainsi le Distributeur ne détient aucun CER valide à transiger.

Ainsi, pour pouvoir transiger des CER valides, il faudrait que le Distributeur convienne de façon contractuelle ou réglementaire que l'énergie éolienne n'est plus consommée par la charge locale mais destinée à la revente. Si cette mesure clarifiait le statut des CER pour les tiers, elle pose un problème pour les consommateurs québécois qui assument le coût de la filière éolienne mais qui n'en bénéficieraient plus.

Enfin, le RNCREQ fait sienne la recommandation de son témoin Raphals, à l'effet d'explorer la possibilité que le Distributeur vende de l'énergie éolienne aux É-U, directement ou indirectement, afin de réduire la quantité d'énergie patrimoniale non utilisée, au lieu de vendre uniquement des CER.

Le tout respectueusement soumis, ce 26 juin 2014



Annie Gariépy
Procureure du RNCREQ