

Le 9 janvier 2014

PAR SDÉ ET COURRIER

Me Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
C.P. 001, Tour de la Bourse
800, Place Victoria, bur. 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Me Annie Gariépy
Avocate

8, du Village boisé
Saint-Jean-sur-Richelieu (Québec)
J2W 1N1

Tél.: (450) 515-1859
Télec.: (450) 515-1859
C. élec. : meagariépy@videotron.ca

OBJET : Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023
Réponse du RNCREQ aux commentaires de HQD
Dossier R-3864-2013

Chère consœur,

Dans sa lettre du 20 décembre 2013, le Distributeur présente ses commentaires concernant la demande d'intervention des intéressés pour le présent dossier.

Plus spécifiquement, il conteste en page six le traitement de trois sujets que le RNCREQ entend aborder :

- la mise à jour de l'option de mesurage net ;
- le potentiel des compteurs de nouvelle génération à la réduction des besoins en électricité ou à l'efficacité énergétique en général
- une mise à jour sur le potentiel d'utilisation du jumelage éolien-diesel de même que le réexamen des critères de fiabilité en puissance dans les réseaux autonomes

Programme de mesurage net

Dans sa demande d'intervention, au paragraphe 5k), le RNCREQ a suggéré une mise à jour à l'égard de l'option de mesurage net. Le Distributeur soumet que cette demande devrait être rejetée, faisant référence au bilan présenté dans l'État d'avancement 2012. Ce bilan daté du 31 juillet 2012 indique que, depuis le dernier Plan d'approvisionnement, le nombre d'abonnements s'est accru de 17 à 24, et le nombre de kW installés est passé de 59,7 à 100 kW. Malgré cette progression marquée, ce total demeure loin en-deçà de la limite de 3 400 kW imposée par le Distributeur¹.

¹ D-2011-162, para. 263, page 77.

Par ailleurs, dans son bilan, le Distributeur indique que le nombre total d'abonnement devait presque doubler à 45 entre le 31 juillet et le 31 décembre 2012, selon les demandes d'adhésion reçues². Il indique également que la proportion d'énergie éolienne comme source d'énergie d'autoproduction pour les demandes en cours d'analyse s'élevait à plus de 70 %, comparé à 11 % dans le bilan présenté.

Il y a donc lieu de croire que des changements importants ont été observé à l'égard de ce programme depuis la date du bilan du 31 juillet 2012. Est-ce que cette explosion de demandes d'autoproduction éolienne s'est poursuivie après le 1^{er} novembre 2012, ou s'est-elle arrêtée? Dans un cas comme dans l'autre, des renseignements et des explications s'imposent.

Dans sa plaidoirie pour le dossier R-3748-2010, le RNCREQ a recommandé la mise en place d'un dossier spécifique afin de réviser l'ensemble des modalités du programme de Mesurage net, en suggérant qu'il serait aussi opportun de faire le point sur l'achat de la microproduction (1 MW), jugé « prématuré » lors du dossier R-3551-2004. En demandant, dans sa décision D-2011-162, que le Distributeur dépose un bilan de ce programme dans son dernier État d'avancement avant le prochain plan d'approvisionnement, la Régie a laissé croire qu'elle pourrait revisiter la question, en fonction de ce bilan.

Tout en reconnaissant que le plan d'approvisionnement n'est pas le forum approprié pour discuter en détail de cette option, il demeure, selon le RNCREQ, le forum approprié pour suivre l'évolution du dossier et se demander s'il existe le besoin d'un dossier spécifique à cet égard. Dans ce contexte, le RNCREQ soumet respectueusement qu'il a lieu de le faire.

Compteurs de nouvelle génération

Dans sa DDI, au paragraphe 5i), le RNCREQ a indiqué qu'il souhaitait explorer comment le nouvel outil qu'est le parc de compteurs intelligents peut être mis à contribution pour satisfaire les besoins du Distributeur en puissance.

Rappelons que, dans sa demande R-3770 (Lecture à distance), le Distributeur a choisi de limiter le périmètre du projet à la mise en place des TI de l'IMA, à automatiser le processus de relève et à effectuer l'interruption et la remise en service³. Le Distributeur indiquait cependant que, à terme, il souhaitait se diriger vers un réseau intelligent de type « Smart Grid », et que, conséquemment, il avait exigé de ses fournisseurs que leur technologie permette l'implantation de nouvelles fonctionnalités, tel ceux mentionnés dans la Figure 4 du même document⁴.

² État d'avancement 2012, p. 19 de 51, lignes 21 à 23.

³ R-3770-2011, HQD-1, doc. 1, p. 17.

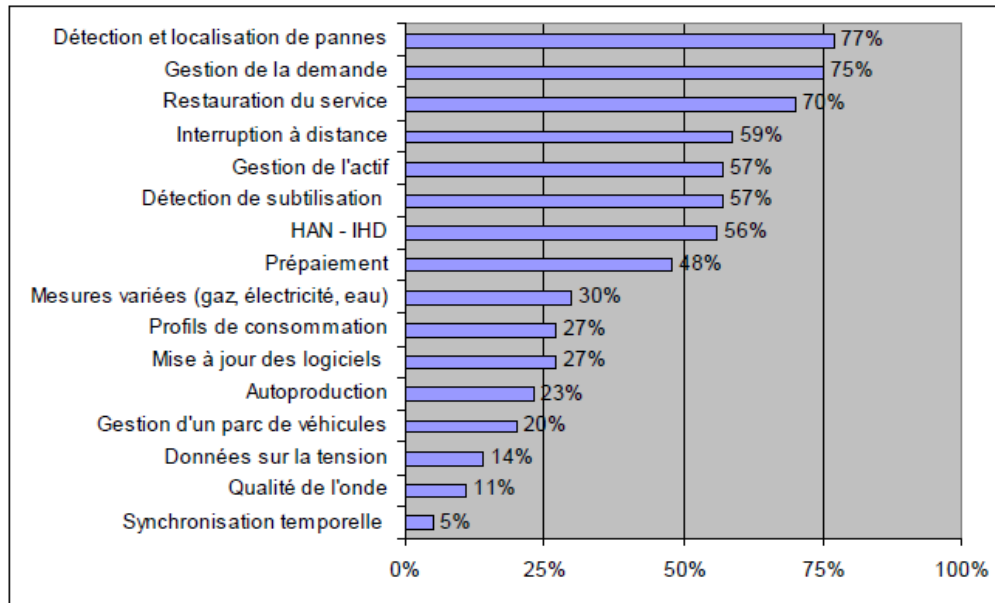
⁴ L'acronyme HAN-IHD signifie « Home Area Network – In Home Display ».

3

FIGURE 4 :

4

PRINCIPALES FONCTIONNALITÉS UTILISÉES EN SUS DE LA RELÈVE À DISTANCE



5

6

Source : Accenture 2009

Par ailleurs, dans un document rendu public (en version caviardée) lors de l'étude du dossier R-3770-2011, Accenture, consultant du Distributeur, a indiqué que :

- « les systèmes IMA sont avant tout des dispositifs de mesurage et que l'ajout de fonctionnalités avancées doit se faire au cas par cas, sur la base d'une analyse d'opportunité positive »,
- « Par ailleurs, Hydro-Québec Distribution a souhaité, à travers ses choix technologiques, garder toutes les portes ouvertes afin de développer ultérieurement d'autres fonctionnalités avancées.
« Par exemple, dans l'appel de propositions visant l'achat des compteurs et de la télécommunication NAN, Hydro-Québec Distribution avait identifié des besoins futurs devant être couverts par la solution IMA. Citons notamment le requis d'inclure la carte ZigBee dans les compteurs afin de permettre, si besoin, des fonctionnalités de type HAN (« Home Area Network ») ainsi que la capacité à mettre à jour à distance (en diffusion simultanée) des composantes spécifiques des compteurs.⁵ » [nous soulignons]

⁵ R-3770-2011, Rapport d'évaluation du Projet Lecture à Distance (LAD) d'Hydro-Québec Distribution d'Accenture – Version Publique », HQD-1, doc. 3.1 en liasse, pages 24 et 25.

Par ailleurs, la littérature suggère que la simple présence d'un HAN avec IHD mène à une réduction significative de consommation d'électricité, même en l'absence d'autres mécanismes incitatifs aux économies d'énergie⁶. En outre, BC Hydro a publié des documents indiquant que les compteurs intelligents permettent des réductions de consommation pouvant atteindre 15%⁷.

Dans ses commentaires à l'égard de la DDI du RNCREQ, le Distributeur « réitère les commentaires formulés précédemment », faisant apparemment référence à ceux formulés à l'égard du FCEI, où il écrit : « Le Distributeur ne prévoit par ailleurs pas de nouvelles options tarifaires en lien avec les compteurs de nouvelle génération avant la fin du déploiement. » Le RNCREQ souligne que la technologie de ces compteurs permet plusieurs initiatives qui peuvent contribuer aux bilans d'énergie et de puissance du Distributeur, même en l'absence de nouvelles options tarifaires, dont notamment la mise en place, sur une base volontaire, des In-Home Displays.

Avec ses choix du périmètre du projet LAD, le Distributeur a exclu du dossier R-3770-2011 toute discussion des avantages potentiels des compteurs intelligents à l'égard des bilans en énergie et puissance. Les bénéfices potentiels de cette technologie, qui représente un investissement majeur de la part du Distributeur, demeurent donc inconnus.

Dans sa décision sur le Plan d'approvisionnement antérieur, la Régie a clairement exprimé son intérêt sur cette question ainsi que l'importance qu'elle lui donne. Ce passage mérite d'être cité au long :

3.2.4 GESTION DE LA CONSOMMATION

[154] Le Distributeur indique qu'il poursuit ses initiatives pour définir le potentiel des opportunités en matière de gestion de la consommation. Entre autres, le projet de Lecture à distance (LAD) [note omise] permettra au Distributeur de qualifier les opportunités d'affaires prometteuses et de développer l'offre d'options en gestion de la consommation. Le Distributeur indique qu'il serait possible d'offrir à sa clientèle des équipements, des accessoires et des mesures de type comportemental. Par ailleurs, il poursuit ses activités de vigie et de prospection en gestion de la consommation [note omise].

[155] La Régie constate, à cet égard, que le Distributeur ne prend que peu ou pas d'engagements sur des mesures tangibles de gestion de la consommation et que ces dernières ne sont que faiblement représentées dans ses stratégies d'approvisionnement.

[156] De plus, la Régie note que le Distributeur ne présente pas une stratégie d'action élaborée en matière de gestion de la pointe. En effet, bien qu'il affirme procéder en continu à des activités de vigie « dynamique » à l'interne, ces activités ne s'assortissent d'aucun rapport, ni liste de mesures étudiées. La nature des mesures examinées et la date de tombée du résultat des recherches réalisées par l'IREQ ne sont pas, non plus, définies. [note omise].

⁶ Voir par exemple Mountain, D.C., « Real-Time Feedback and Residential Electricity Consumption : The Newfoundland and Labrador Pilot », McMaster University, Research Institute for Quantitative Studies in Economics and Population, QSEP Research Report No. 449, March 2012.

⁷ www.bchydro.com/energy-in-bc/projects/smart_metering_infrastructure_program/benefits.html

[157] Le Distributeur indique cependant que « *dès qu'une mesure [...] semble démontrer un potentiel, soit parce que le coût de la mesure a diminué, à ce moment-là on repasse la mesure ou la technologie dans les tests et si le TCTR [test du coût total en ressources] devient positif, on l'inclut au PTÉ [potentiel technico-économique d'économie d'énergie] [note omise]* ».

[158] Or, la Régie observe que le PTÉ n'inclut pratiquement aucune mesure de gestion de la demande. L'impact en puissance des mesures qui composent le PTÉ est calculé à partir d'une modélisation horaire des économies d'énergie réalisées [note omise].

[159] **La Régie demande au Distributeur d'examiner spécifiquement le PTÉ de la gestion de la consommation, pour tous les secteurs, et de déposer un rapport à cet égard dans l'état d'avancement 2012 du Plan. L'impact de chacune des mesures étudiées, retenues ou non au PTÉ¹⁴³ [note 143 : Notamment la récupération de la chaleur des eaux grises, l'impact comportemental des consignes du Distributeur en période de pointe hivernale et les nouveaux compteurs LAD.] devra y être distingué et quantifié.**

[160] **À partir de ce PTÉ, la Régie demande au Distributeur de quantifier et de lui soumettre, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, son objectif de réduction de la pointe par des mesures concrètes de gestion de la consommation. [nous soulignons]**

Or, le rapport sur le PTÉ déposé avec l'État d'avancement 2012 ne fait aucune mention des mesures liées aux nouveaux compteurs LAD, malgré la mention spécifique à la note 143 de la décision. Ce rapport ne présente par ailleurs aucun sommaire de l'ampleur du PTÉ identifié. Selon nos calculs, le Distributeur a identifié un PTÉ de 3 740 MW pour le secteur résidentiel⁸, et de 6 580 MW pour les secteurs commercial et institutionnel⁹, pour un total de plus de 10 000 MW ! (L'industriel y est exclu, parce que le PTÉ est jugé marginal pour les PMI, et le Distributeur considère que le programme d'électricité interruptible en exploite déjà la quasi-totalité¹⁰.) Dans ce contexte, l'objectif annoncé dans le Plan de 50 MW par année dès l'hiver 2016-17, pour un total de 300 MW à l'horizon du Plan¹¹, semble bien modeste.

La section 3.2 du Plan d'approvisionnement, « Interventions en gestion de la demande en puissance », ne fait non plus aucune mention de ce type de mesure.

Étant donné le potentiel des nouveaux compteurs pour contribuer à satisfaire les besoins du Distributeur en puissance ainsi que la réponse inadéquate du Plan d'approvisionnement déposé aux exigences formulées par la Régie dans sa décision D-2011-162, le RNCREQ considère qu'il est essentiel de débattre ces questions lors de l'étude du Plan d'approvisionnement 2014-2023.

Jumelage éolien-diesel et critères de fiabilité en puissance des réseaux autonomes

Au paragraphe 5f) de sa Demande d'Intervention, le RNCREQ annonce son intention d' « *examiner les actions entreprises par le Distributeur concernant la possibilité de réaliser*

⁸ Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance, 1^{er} novembre 2012, Tableau 3, pages 9 et 10.

⁹ Ibid., Tableau 4, p. 11.

¹⁰ Ibid., page 13.

¹¹ HQD-1, doc. 1, p. 19.

des projets de jumelage éolien-diesel (JED) dans les réseaux autonomes » et d'effectuer « une mise à jour de l'utilisation du jumelage éolien-diesel commercial hors Québec et (...) un réexamen du bien-fondé de certains aspects des critères de fiabilité en puissance (...) dans les réseaux autonomes desservis par le Distributeur ».

Le distributeur soumet que « le nombre d'heures prévu est élevé pour la mise à jour d'un rapport très récent de l'utilisation du jumelage éolien-diesel hors Québec, de même que le réexamen des critères de fiabilité en puissance dans les réseaux autonomes. »

Au terme de son examen du Plan d'approvisionnements des Réseaux Autonomes en octobre 2011, la Régie précisait dans les termes suivants l'envergure stratégique de la réflexion qu'elle attendrait du Distributeur au moment du dépôt de son prochain plan d'approvisionnements 2014-2023 pour les RA :

[334] La Régie est d'avis qu'il serait donc opportun de reconsidérer ce programme (PUEÉ) et de l'intégrer à la stratégie d'approvisionnement des réseaux autonomes. En effet, cette stratégie, adaptée aux différents réseaux autonomes, doit tenir compte de leurs particularités, de leurs possibilités en termes de ressources énergétiques alternatives ou de nouvelles technologies qui pourraient y être implantées. Cette stratégie devrait également tenir compte du PTÉ en réseaux autonomes ainsi que de la réflexion prévue par le Distributeur pour les Îles-de-la-Madeleine. Les résultats de cette réflexion devront être déposés dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.

Rappelons en outre que la Régie constate dans sa décision procédurale au Paragraphe [30] que le Distributeur n'a pas livré le « plan de déploiement concret et rapide du JED en réseaux autonomes » qu'elle lui avait enjoint d'élaborer selon des balises technico-économiques claires.

L'examen des activités du Distributeur vis-à-vis ses approvisionnements dans les RA apparaît donc justifié.

Un fait demeure ainsi fort pertinent à examiner : la dépendance à des approvisionnements pétroliers toujours plus coûteux mène inévitablement à une impasse économique et tarifaire dans les RA. Avec un coût en carburant qui dépassera 39¢/kWh à Akukivik en 2016 selon les informations fournies par le Distributeur à la Régie en 2011, et une évolution alarmante de la croissance continue du déficit d'exploitation annuel de ses opérations dans les RA¹², il va de soi que cet enjeu doit être soulevé à nouveau en démontrant la pertinence d'adopter des mesures pour corriger cette situation.

La réflexion proposée par le RNCREQ sur la réalité de l'évolution technologique et des retours d'expérience internationaux dans les réseaux autonomes devient, dans ce contexte, importante pour convaincre le Distributeur et la Régie du réalisme et de la rentabilité de ces

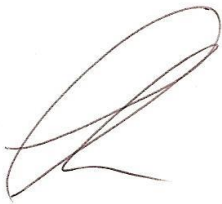
¹² pages 35, 36 et 44 de la référence suivante : Saulnier, B. , "Analyse des variantes de Jumelage Éolien-Diesel pour la Conception, la Planification et l'Exploitation des Réseaux Autonomes du Québec: PRINCIPES, BALISAGE DE PROJETS, PERSPECTIVES ET RECOMMANDATIONS , 52 p. , (ref: R3748-2010, C-RNCREQ-0015, 19 avril 2011), http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/12/DocPrj/R-3748-2010-C-RNCREQ-0015-PREUVE-RAPPEXP-2011_04_19.pdf

mesures. Ce travail de balisage est selon nous un ingrédient essentiel dans une planification éclairée.

Dans les circonstances, le RNCREQ soumet à la Régie l'opinion que le travail décrit au paragraphe 5f) de la demande d'intervention du RNCREQ reste pleinement justifié et que l'estimé des heures requises pour le réaliser est juste en regard des objectifs visés.

En conclusion, le RNCREQ demande à la Régie de lui permettre d'aborder tous les sujets d'audience identifiés dans sa demande d'intervention.

Espérant le tout conforme, veuillez agréer chère consœur, mes salutations distinguées.

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'P. Bourke', written in a cursive style.

Philippe Bourke pour
Me Annie Gariépy

cc Me Simon Turmel
Intervenants