

R-3897-2014
RNCREQ
RÉPONSES À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE
L'ÉNERGIE

- 1. Références :**
- (i) Pièce C-RNCREQ-0021, p. 10;
 - (ii) Pièce C-RNCREQ-0021, p. 10;
 - (iii) Pièce C-RNCREQ-0021, p. 11.

Préambule:

(i) « Les deux experts se prononcent en faveur d'un index-based revenue cap, où l'évolution des revenus suit l'approche I - X. Cela dit, il y a d'importantes divergences de point de vue entre eux, notamment sur la méthode à utiliser pour définir le « X ».

Selon Concentric (p. 23), quatre méthodologies sont possibles pour déterminer le X :

- *Total Factor Productivity (TPF) studies;*
- *Partial Factor Productivity (PPF) studies;*
- *Benchmarking studies, et;*
- *Jugement. »*

(ii) « PEG [...] considère toutefois, contrairement à Concentric, que les approches basées sur les études de productivité ou de benchmarking sont très utiles pour faciliter la prise de décision. »

(iii) « Ainsi, le RNCREQ considère que le choix d'études à réaliser pendant la Phase 2 de ce processus devrait faire l'objet d'une réflexion diligente de la part de la Régie et des intervenants, afin de s'assurer que la démarche soit utile pour le Québec. Avant de procéder à un appel d'offres sur un mandat précis, il faudra examiner en détail des études de chaque type, en vue de comprendre précisément la nature du travail qu'elles représentent et le type de conclusions qu'elles peuvent apporter. Pour ce faire, le RNCREQ suggère que la Régie organise un processus de consultation auprès des intervenants avant de sélectionner et d'entreprendre l'un ou l'autre de ces types d'études en Phase 2. » [nous soulignons]

Demande :

- 1.1 Selon l'intervenante, serait-il possible de tirer d'études de productivité existantes une information suffisante pour établir le facteur X du MRI du Distributeur? Veuillez expliquer et élaborer.

RÉPONSE :

Dans son mémoire, le RNCREQ ne considérait pas la possibilité d'utiliser des études de productivité existantes pour déterminer le facteur X, mais suggérait plutôt d'examiner des études de productivité et de *benchmarking* existantes afin de déterminer le type d'étude le plus approprié à la situation québécoise qui pourrait alors être réalisé de manière indépendante en phase 2. Néanmoins, afin de répondre adéquatement à cette question, le RNCREQ a procédé, avec la contribution de l'équipe de Synapse, à une recherche d'études existantes de productivité et de *benchmarking*, qui pourrait potentiellement servir pour établir le facteur X du MRI du Distributeur. L'équipe de Synapse en a identifié quatre :

- Étude de Total Factor Productivity (TFP) de Fortis BC, une compagnie d'électricité en Colombie-Britannique, produite en 2014 par PEG;
- Étude TFP et de *benchmarking* concernant les distributeurs d'électricité en Ontario, produite en 2013, aussi par PEG;
- Une étude de *benchmarking* faite pour le Bonneville Power Administration (transport d'électricité) en 2010; et
- Une étude de *benchmarking* faite pour le Los Angeles Department of Water and Power (LADWP) en 2015.

(Note : L'équipe de Synapse n'a identifié aucune étude récente de TFP aux États-Unis.)

Afin de ne pas alourdir le dossier inutilement, nous ne produisons pas ces documents ici, mais pourrions le faire à la demande de la Régie ou d'un autre participant.

Selon le RNCREQ, il ne serait pas possible ni souhaitable de se fier à des études de productivité existantes afin d'établir le facteur X du MRI du Distributeur et ce, pour plusieurs raisons.

Les études de productivité ou de *benchmarking* doivent être basées sur l'examen de services publics et de contextes comparables. Étant donné les multiples facteurs relativement uniques d'Hydro-Québec, le choix d'autres services publics qui devraient être considérés comme des « comparables » est complexe, même dans le cas d'une étude faite sur mesure pour Hydro-Québec. Il serait donc surprenant de pouvoir identifier des études existantes, réalisées pour d'autres services publics dans d'autres circonstances, qui, par hasard, auraient sélectionné les mêmes comparables que ceux applicables à Hydro-Québec.

Le facteur temporel est aussi important. Étant donné que les tendances économiques changent avec le temps, les résultats d'une étude de productivité ne sont pas éternellement valides. Ainsi, la pertinence d'une étude exécutée il y a 3 ou 5 ans reste à démontrer.

Une autre question importante est celle de la source de l'étude. Des quatre études mentionnées plus haut, deux ont été réalisées pour une compagnie réglementée, une pour le régulateur, et une pour un intervenant. Il importe de souligner que, dans le cas d'études faites par des compagnies réglementées, les résultats sont souvent modifiés ultérieurement par le régulateur,

après étude détaillée en audience.

Ainsi, avoir recours à des études existantes risque de priver les participants et la Régie d'informations précises qui pourraient aider à établir des cibles de performance.

M. Tim Woolf, de Synapse, a formulé la recommandation suivante sur cette question, que le RNCREQ fait sienne :

Benchmarking and productivity studies can be costly and contentious, but the benefits associated with an independent, detailed study specific to HQD are likely to far outweigh the costs, given the amount of money at stake. To yield these benefits, the type of study to be performed should be carefully chosen with stakeholder input and clear policy objectives in mind. It should also be performed by an independent third party.¹

Cela dit, le RNCREQ est d'accord avec PEG que les objectifs de l'étude ne devraient pas être limités à l'acquisition de données afin de guider le choix d'un facteur X global, mais devraient aussi inclure du *benchmarking* à l'égard de la performance des compagnies dans plusieurs activités, afin d'accompagner le développement des *performance incentive mechanisms* particuliers. Par exemple, comme PEG l'a suggéré, une étude de *benchmarking* à l'égard de la fiabilité serait utile. Selon le RNCREQ, d'autres mesures au-delà du coût et de la fiabilité devraient aussi être étudiées, dont notamment des mesures de pertes et d'efficacité énergétique.

2. Référence : Pièce C-RNCREQ-0021,
p. 12.

Préambule:

« Quoiqu'il réserve son jugement sur l'ensemble de ces questions, le RNCREQ peut indiquer dès maintenant qu'il n'est pas d'accord avec l'approche proposée par Concentric de simplement exclure l'ensemble des coûts reliés aux approvisionnements et au transport du MRI d'HQD. Ces deux éléments comptent pour plus des trois quarts des revenus requis d'HQD (Concentric, p. 8) et, en réalité, il s'agit de coûts sur lesquels les actions et décisions d'HQD exercent un contrôle important. Le RNCREQ considère donc essentiel que le MRI d'HQD inclue, d'une façon ou d'une autre, ces deux éléments. La façon de le faire est l'une des questions les plus importantes dans cette audience, et le RNCREQ espère pouvoir faire des recommandations concrètes à ce sujet d'ici la fin de la Phase I. »
[nous soulignons]

Demande :

2.1 Dans le cadre du MRI du Distributeur, veuillez préciser comment le mécanisme devrait tenir compte des coûts reliés aux approvisionnements et aux transports ?

¹ Communication personnelle.

Veillez élaborer.

Réponse :

Au moment d'écrire son mémoire, l'information dont disposait le RNCREQ lui permettait d'exprimer son désaccord quant à l'exclusion des coûts reliés aux approvisionnements et au transport du MRI d'HQD, mais non de faire des suggestions précises quant aux mécanismes qui permettraient de les intégrer. Afin de répondre adéquatement à la demande de la Régie en ce sens, le RNCREQ a consulté l'équipe de Synapse. La réponse ci-dessous intègre certaines de leurs observations et recommandations, que le RNCREQ fait siennes.

Coûts d'approvisionnement

Tant PEG que Concentric proposent de traiter les coûts d'approvisionnement avec un *tracker* (facteur Y). Le RNCREQ est d'accord avec cette approche, sous réserve des commentaires qui suivent.

Le traitement des coûts d'approvisionnement proposés par Concentric ne tient pas compte du contexte particulier dans lequel opère le Distributeur. Il indique, par exemple, que ces coûts « do not influence earnings [du Distributeur] » (p. 8), sans tenir compte du fait qu'ils ont une influence importante sur les revenus d'Hydro-Québec Production. Il indique également, à tort, que ces dépenses « are not controllable by management ». Selon le RNCREQ, bien que le Distributeur ne les contrôle pas entièrement, il peut néanmoins avoir une grande influence sur le niveau de ces dépenses via ses décisions de gestion.

Le rapport de PEG reconnaît ce fait :

Arrangements for new supplemental power supplies would be a key focus of hearings. Demand side alternatives to proposals to increase supplemental supplies should be addressed in hearings. Consideration should be paid to permitting third parties to present alternative power supply proposals. A reduction in the frequency of rate cases would free up more resources to address this important issue. (p. 101)

Il ajoute:

While more effort in a traditional review of HQD's power supply costs should produce better results, steps should be taken to strengthen HQD's incentive to contain these costs. One possible approach is to incentivize the power supply cost tracker. Revenue/MWh could, for example, be based b% on HQD's actual cost and (100 - b)% on its forecasted cost. (p. 102)

Il est important de reconnaître que, quoique l'utilisation des *trackers* soit maintenant répandue, ceux-ci ont généralement l'effet de transférer le risque de la compagnie réglementée vers les consommateurs et d'affaiblir l'incitatif à réduire les coûts qui y sont affectés. Ces effets ont été soulignés dans une étude récente du National Regulatory Research Institute (NRRI) :

Cost trackers can, in various ways, result in higher utility costs. First, they undercut the positive effects of regulatory lag on a utility's costs. Economic theory predicts that the longer the regulatory lag, the more incentive a utility has to control its costs. Second, when a utility is able to pass through (with little or no regulatory scrutiny) higher costs to customers with minimal financial consequences, it would tend to exert less-than-optimal effort toward controlling costs. An important incentive for cost control by utilities is the threat of cost disallowance from retrospective reviews. To the extent that cost trackers dilute the frequency and quality of these reviews, incentives for cost control further erode. Third, when cost trackers cover some functional areas and exclude others, perverse incentives can arise that would motivate the utility not to pursue cost-minimization of its overall operation.^{2 3}

L'auteur principal de cette étude, M. Ken Costello, qui est aussi chercheur principal de la NRRI, a approfondi cette réflexion dans un article publié dans le *Electricity Journal*,⁴ où il a indiqué que :

Rational utility management, as a general rule, would exert minimal effort in controlling costs if it has no effect on the utility's profits. This condition occurs when a utility is able to pass through (with little or no regulatory scrutiny) higher costs to customers with minimal consequences for sales. Cost containment constitutes a real cost to management. Without any expected benefits, management would exert minimum effort on cost containment.

The difficult problem for the regulator is to detect when management is lax. Regulators should concern themselves with this problem; lax management translates into a higher cost of service and, if undetected, higher rates to the utility's customers. Regulators should closely monitor and scrutinize costs, such as those subject to cost trackers, that utilities have little incentive to control.⁵

Il ajoute :

A contradiction seemingly exists between the criterion that trackers should apply only to those costs beyond the control of a utility and the assertion that the modified incentives caused by trackers can lead to inflated costs. One response is that a utility has at least some control over most of its costs. Except for certain taxes and some other cost items, the actions of utility management can affect costs. Even for fuel or purchased gas, utility management's actions can affect their total costs.⁶

Dans le contexte réglementaire actuel, le Distributeur n'a aucun intérêt financier à réduire ses coûts d'approvisionnements puisque ceux-ci sont récupérés à 100% dans les tarifs via les

² National Regulatory Research Institute, *Alternative Rate Mechanisms and Their Compatibility with State Utility Commission Objectives*, Report No. 14-03 (avril 2014), page 33, note 83.

³ À moins d'indication contraire, les soulignés dans les citations dans ce document ont été ajoutés.

⁴ Ken Costello, « How Should Regulators View Cost Trackers? », *Electricity Journal*, vol. 22, Issue 10, December 2009, pages 20-32.

⁵ *Ibid.*, page 22.

⁶ *Ibid.*, page 23.

mécanismes de tarification et le compte de *pass-on*.

Il est par ailleurs important de souligner qu'une importante part des coûts d'approvisionnement post-patrimoniaux du Distributeur sont engagés auprès d'HQP. Cela est vrai autant pour les achats à long terme (67 % d'HQP) que de court terme (en 2014, 57% des achats bilatéraux du Distributeur, ou 42% en incluant les achats auprès des bourses, ont été faits auprès d'HQP⁷). Or, dans l'ensemble de ces transactions, y compris la négociation d'ententes qui les gouvernement, dont entre autres l'Entente globale cadre, l'incitatif financier de la société Hydro-Québec est clairement aligné avec celui de sa division HQP. Si le but de la réglementation incitative est d'aligner les intérêts de la compagnie réglementée, en l'occurrence le Distributeur, avec ceux de ses clients, le RNCREQ considère qu'il est essentiel de lui donner un incitatif financier réel à réduire ses coûts d'approvisionnements, notamment dans ses relations d'affaire avec sa contrepartie HQP.

En ce sens, la suggestion de PEG d'ajouter un incitatif au *tracker* est une bonne piste. Avec l'appui de Synapse, le RNCREQ a identifié plusieurs précédents d'une telle approche aux États-Unis :

Arizona Public Service : En 2005, le Arizona Corporation Commission a créé un « Power Supply Adjuster (PSA) » qui couvre des achats d'électricité et de combustible⁸. Selon le PSA, ces coûts sont partagés 90%/10% entre APS et ses clients. La Commission a réitéré son appui pour ce mécanisme en 2007, disant :

We believe that maintaining an incentive mechanism with the opportunity for some "sharing" of the savings or costs of the purchased power and fuel costs is appropriate. Although the 90/10 sharing may be a "blunt instrument," apparently it did hit the mark and has worked to insure that APS is diligent in its fuel procurement⁹.

Ce mécanisme a été décrit par le Consumer Advocate comme :

... an incentive mechanism to align APS' interest in acquiring fuel with the interests of APS' customers who pay the costs that APS incurs¹⁰.

Avista Corporation (Idaho) :

Avista, dont les approvisionnements sont à 48% hydrauliques, a fait adopter un mécanisme similaire par la Idaho Public Utilities Commission, décrit en 2007 comme suit¹¹ :

Avista's PCA mechanism captures the difference between "normalized" power costs and actual power costs. The PCA rate is designed to move upward or downward based upon available streamflows and fuel prices. Ninety percent

⁷ R-3933, présentation PowerPoint de M. Philip Raphals, pièce C-RNCREQ-0029, page 7.

⁸ Opinion and Order, Docket No. E-01345A-03-0437, Decision No. 67744, 7 April 2005.

⁹ Opinion and Order, Docket No. E-01345A-05-0816 et al., Decision No. 69663, 28 June 2007.

¹⁰ Ibid.

¹¹ Order No. 30429, Case No. AVU-E-07-07, 14 September 2007.

of the difference between normalized costs and actual costs are charged or credited to customers. The remaining ten percent of the cost difference is attributed to or absorbed by the Company. This 90/10 sharing mechanism moderates the PCA increase in years (such as the current year) when actual power costs exceed normalized power costs. The PCA mechanism stabilizes Company earnings and does not affect the Company's overall earnings or authorized rate of return. (p. 1)

Un mécanisme similaire s'applique pour la Idaho Power Company. En 2009, la Commission a réduit le pourcentage de partage à 95/5, écrivant :

By requiring the Company to pay a portion of the purchased power expense, set at 10% in the initial PCA formula, the Commission intended the Company to have a strong incentive to make prudent purchase decisions. There is now however, significantly greater volatility in the purchased power markets than when the PCA was established in 1992...We do find that power supply cost volatility has increased significantly since the PCA was implemented, and that with increased volatility, a sharing percentage of 5% still provides strong incentive for the Company to make prudent power purchases¹².

Un mécanisme de même nature a aussi été appliqué au Missouri¹³.

Le RNCREQ considère que l'utilisation d'un *tracker* avec partage des coûts d'approvisionnement du Distributeur entre celui-ci et ses clients pourrait effectivement permettre de favoriser la conciliation des intérêts du Distributeur avec ceux de ses clients. Toutefois, étant donné les divers types d'interaction entre HQD et son principal fournisseur (associé), HQP, le pourcentage de partage ainsi que les autres modalités applicables requerront un examen soigné.

Coûts de transport

Les commentaires ci-dessus à l'égard des *trackers* en général s'appliquent également à leur utilisation pour les coûts de transport du Distributeur. Dans la mesure où 100% de ces coûts sont récupérés directement des consommateurs, la compagnie n'a pour le moment aucun incitatif à les réduire.

Comme les coûts d'approvisionnement, les coûts de transport sont en grande partie associés aux besoins du Distributeur et peuvent donc être affectés par ses choix de gestion. Plus concrètement, on parle ici des coûts de transport qui découlent des investissements qui sont classés en *Croissance des besoins de la clientèle*. Ces investissements visent « à répondre aux besoins croissants de la charge locale en augmentant la capacité du réseau de transport par des ajouts d'équipements suivant les orientations qui sont établies de concert avec le

¹² Order No. 30715, Case No. IPC-E-08-19, 9 January 2009.

¹³ Report and Order, File No. ER-2014-0351, Tracking No. YE-2015-0074, 24 June 2015.

Distributeur¹⁴ ».

Affirmer que les coûts de transport sont hors du contrôle du Distributeur sous-entend que le Distributeur ne peut rien faire pour atténuer l'impact de la croissance des besoins de ses clients sur ses besoins en transport. Or, la notion de « Non-Transmission Alternatives » vient contredire cette prémisse.

Pour soutenir cette notion, le RNCREQ joint à sa réponse, en Annexe A, le sommaire d'une étude récente produite par le NRRI pour le National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) et le Eastern Interconnection States' Planning Council, intitulée *Getting the Signals Straight : Modeling, Planning, and Implementing Non-Transmission Alternatives Study*.

Le RNCREQ considère que le MRI applicable au Distributeur devrait lui donner un incitatif financier à travailler activement pour réduire la pression vers la croissance du réseau de transport créée par sa propre clientèle¹⁵. L'approche la plus simple serait probablement, comme décrite dans la section précédente, de limiter à moins de 100% la part des coûts additionnels de transport reliés à la croissance de la charge locale que le Distributeur peut récupérer de façon automatique.

3. Référence : Pièce C-RNCREQ-0021,
p. 14.

Préambule:

« Depuis des années, la Régie a proposé à HQD des pistes d'amélioration de l'efficacité de l'administration des RA, sans que cela ne provoque de changement réel. Dans ce contexte, le RNCREQ considère qu'il y a lieu d'explorer les performance incentive mechanisms qui pourraient s'appliquer spécifiquement aux RA.

Rappelons que cet élément faisait partie de la proposition d'expertise de Synapse que le RNCREQ a soumise précédemment :

2.1.3 Off-grid communities

Quebec's off-grid communities have a cost structure entirely different from the integrated grid. Designing mechanisms to provide the right incentives for these off-grid communities represents a unique challenge. Such incentives might include, for example, incentives to:

- Improve generation efficiency;
- Reduce losses;

¹⁴ R-3934-2015, HQT-9, doc. 1, page 22.

¹⁵ Un retour à l'approche de tarification de la FERC, décrite ci-dessous en réponse à la demande numéro 4, répondra partiellement à ce besoin.

- Reduce operating costs;
- Promote consumer efficiency;
- Defer capital investments in new diesel equipment, and
- Develop or purchase renewable generation to reduce diesel use.

Le RNCREQ est d'avis que la problématique des RA requiert une solution particulière qui dépasse les solutions simplistes proposées par PEG et par Concentric. »

Demandes :

- 3.1 Veuillez préciser quelle solution est proposée par l'intervenant? Veuillez expliquer et élaborer.

Réponse :

Comme il l'a indiqué dans son mémoire, le RNCREQ est d'avis que l'inclusion des coûts des RA dans le formule I-X ne créera pas un incitatif suffisant pour provoquer des améliorations réelles dans les RA, étant donné leur faible contribution aux coûts globaux du Distributeur.

Le RNCREQ considère que, de tous les outils de la réglementation incitative présentés dans les rapports d'Elenchus, de PEG et de Concentric, ce sont les *performance incentive mechanisms* qui auront les meilleures chances d'inciter le Distributeur à améliorer sa performance dans les RA.

- 3.2 Veuillez discuter de la possibilité de définir des indicateurs de performance spécifiques aux réseaux autonomes afin de permettre d'atteindre de tels objectifs? Veuillez élaborer.

Réponse :

Pour que le Distributeur améliore sa performance dans les RA, le RNCREQ est d'avis qu'il faut aller au-delà des indicateurs de performance et mettre plutôt en place des *performance incentive mechanisms* (PIM), c'est-à-dire des indicateurs rattachés directement à des conséquences financières pour l'entreprise.

Selon notre perception des débats entourant les RA pendant les dernières années, les principales pistes d'amélioration souhaitées sont :

- augmentation du pourcentage des besoins en électricité fournie par des ressources renouvelables;
- augmentation de l'efficacité de la production de l'électricité par les groupes diesel (*heat rate*);
- augmentation de l'efficacité de l'utilisation de l'électricité;

- réduction de l'utilisation de l'électricité pour des fins thermiques; et
- réduction des pertes.

À ces fins, le RNCREQ suggère la considération des PIMs suivants¹⁶ :

Énergie renouvelable : Un PIM qui augmente le rendement du Distributeur en fonction du pourcentage de l'énergie des RA fournie par des ressources renouvelables, en remplacement de l'énergie fossile. Idéalement, les cibles seraient fixées pour chaque RA individuellement, en tenant compte de son potentiel technico-économique en énergie renouvelable.

Efficacité des groupes électrogènes : Un PIM pourrait être élaboré de manière à inciter le Distributeur à augmenter l'efficacité de ses groupes diesel (c'est-à-dire à réduire le *heat rate*). Cela pourrait s'apparenter au mécanisme proposé pour les coûts d'approvisionnement (voir la première partie de la réponse 2.1), c'est-à-dire un *tracker* fournissant un incitatif, en ajoutant la nuance suivante : la part des gains retenue par le Distributeur augmenterait si le *heat rate* demeure en-deça d'une cible donnée. Ainsi, le Distributeur aurait un incitatif additionnel pour rendre l'opération de ses groupes diesel plus efficace.

Efficacité énergétique: Un PIM qui augmente le rendement du Distributeur en fonction de la réduction de la demande en kWh et en kW par client serait souhaitable. Un tel PIM serait d'ailleurs souhaitable aussi pour l'ensemble du réseau et non seulement en RA. Dans ce cas, il suffirait d'ajouter un multiplicateur pour inciter les réductions des besoins en RA (pour en augmenter l'influence relative). Le PIM EÉ pour les RA devrait aussi refléter le degré de réussite des efforts du Distributeur pour aider ses clients à éviter l'utilisation de l'électricité pour les fins de chauffage.

Pertes : Étant donné la controverse sur le niveau de pertes dans les RA dans les dernières années, il pourrait être pertinent d'ajouter un PIM qui vise à les réduire. Toutefois, des difficultés de mesurage pourraient empêcher l'utilisation d'une telle mesure.

4. Référence : Pièce C-RNCREQ-0021,
p. 16.

Préambule:

« Selon le RNCREQ, il est important d'évaluer des alternatives à l'approche en vigueur, où les revenus requis d'HQT, net des revenus du service de point à point, sont automatiquement à la charge d'HQD. Rappelons que ce système, mis en place lors du

¹⁶ Le contenu de cette section a été développé avec l'appui de M. Woolf et Mme Whited de Synapse.

dossier R-3401-98, remplaçait l'approche antérieure, empruntée du pro forma open access transmission tariff de la FERC, qui faisait partie du Règlement 659 d'Hydro-Québec mais qui n'a jamais été mise en pratique. Selon ce mécanisme, la charge mensuelle de chaque utilisateur du réseau de transport dépendait de son Load Ratio Share, soit sa part relative de la charge à l'heure de la pointe mensuelle. Sous l'approche de Load Ratio Shares, une réduction de la pointe mensuelle de la charge locale réduisait la facture de transport d'HQD, ce qui n'est pas le cas selon le système en vigueur. »

Demande :

- 4.1 Veuillez préciser si votre proposition impliquerait une modification dans la méthodologie de détermination des tarifs du Transporteur. Veuillez élaborer.

Réponse :

Dans son mémoire, au paragraphe qui suit immédiatement celui cité en préambule, le RNCREQ suggérait, dans un premier temps, d'étudier les implications, en termes d'incitatifs pour HQD et pour HQT, d'un retour au mécanisme prescrit par la FERC. Ces implications n'ayant pas encore été étudiées, il serait prématuré de proposer l'adoption de ce mécanisme pour les fins du présent dossier.

Il existe peu d'exemples de mécanismes incitatifs pour les réseaux de transport, et le traitement de ce sujet dans les rapports de PEG et de Concentric reste sommaire. Lorsqu'il discute de l'option *price cap* pour le Transporteur, PEG fait référence à une révision des Tarifs et conditions qui ferait en sorte que « HQD's bill is a function of its forecasted or actual peak demand and is not the residual portion of HQT's revenue requirement not paid for by point to point customers » (p. 96). Il semble faire allusion à l'approche du *pro forma* de la FERC, sans toutefois le préciser.

Dans ce contexte, le RNCREQ suggère de démarrer la réflexion en analysant un mécanisme non seulement existant, mais connu en contexte québécois. Si cette analyse révèle que les avantages incitatifs du mécanisme prescrit par la FERC justifient son adoption, il faudrait alors modifier la méthodologie de détermination des tarifs du Transporteur de la manière expliquée ci-dessous.

Selon le système en vigueur, le montant précis de la contribution du Distributeur aux revenus requis de transport est fixé lors de la cause tarifaire du Transporteur. Par exemple, dans le dossier tarifaire R-3934-2015, il est proposé que le tarif pour la charge locale pour 2016 soit de 2 776 279 140 \$, plus un cavalier de 2 278 440 \$¹⁷.

La méthodologie selon laquelle ce chiffre est fixé est indiquée aux tableaux 5 et 7 du même document. Le Tableau 5 indique que le tarif annuel est fixé comme suit :

Revenus requis résiduels = Revenus requis proposés - Revenus du service de point à point de court terme (projeté)

¹⁷ R-3934-2015, HQT-12, doc. 1, p. 7, Tableau 3.

Besoins de transport à long terme = Besoins prévus de la charge locale + Besoins de transport du service en réseau intégré (nul) + Besoins de transport du service de point à point annuel

Tarif annuel (\$/MW) = Revenus requis résiduels / Besoins de transport à long terme

Ensuite, le Tableau 7 indique :

Revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale =
Tarif annuel x besoins de transport

Le montant résultant est inscrit à l'Appendice H des Tarifs et conditions, comme étant « Les revenus requis annuels du Transporteur aux fins du service de transport pour la charge locale et du service en réseau intégré ». À cela s'ajoute un cavalier basé sur le compte d'écart des revenus des services de transport de point à point. Ces montants sont intégrés directement aux revenus requis du Distributeur¹⁸.

Ce mécanisme est déterministe, dans le sens où le montant payable par le Distributeur est fixé en avance, en fonction de ses prévisions de la demande (Besoins prévus de la charge locale et les revenus requis du Transporteur). L'augmentation ou la réduction actuelle des besoins en service de transport du Distributeur n'affecte aucunement le montant à payer.

Cette méthodologie fut proposée par HQT dans sa première cause tarifaire, R-3401-98, et elle fut acceptée par la Régie en D-2002-95. Ainsi, elle remplaçait la méthode établie par le règlement 659 d'Hydro-Québec (son premier tarif de transport), empruntée du *pro forma* aux tarifs de la FERC.

Une des différences fondamentales entre les deux approches est le fait que, selon l'approche actuellement en vigueur, le montant payable par le Distributeur est fixé à l'avance. Selon sa méthode antérieure (la méthode du règlement 659, emprunté de la FERC *pro forma*), le montant payable par le Distributeur varie en fonction de ses besoins pendant la pointe mensuelle du réseau. Ainsi, elle créait un incitatif pour le Distributeur à réduire sa demande pendant la pointe de chaque mois de l'année.

Dans le cadre de ce même dossier (R-3401-98), la méthode de la FERC fut expliquée par les experts Raphals, Bradford et Disher, pour le RNCREQ, à la section 5.2.2 de leur rapport, comme suit :

5.2.2. Setting network integration rates under the *pro forma* tariff

Under the *pro forma* tariff, and hence under reg. 659 in its current form, network integration rates¹⁹ are set as follows:

¹⁸ R-3933-2015, HQD-7, doc. 1, page 3.

¹⁹ Au moment de la rédaction de cette preuve, la Partie XX des Tarifs et conditions du Transporteur (Charge locale) n'avait pas encore été créée; la prémisse était que la charge locale serait desservie selon le tarif pour les réseaux intégrés.

- ♦ According to s. 34.1, the network service customer pays a Monthly Demand Charge (*Prix requis mensuel*), equal to one-twelfth of the Annual Transmission Revenue Requirement specified in Attachment H, multiplied by the customer's Load Ratio Share (*Part du ratio de charge*).
- ♦ According to s. 1.17 (or s. 1.27 in the French version), the Load Ratio Share (LRS) is the ratio of the customer's Network Load (*Charge en réseau*) to the Transmission Provider's total system load (*charge totale du transporteur*), calculated on a rolling twelve-month basis.
- ♦ According to s. 34.2, the customer's Network Load is its hourly load coincident with the Transmission Provider's monthly system peak.
- ♦ According to s. 34.3, the Transmission Provider's Total System Load is defined as its monthly system peak, minus coincident peak usage of all firm point-to-point customers, plus the reserved capacity of all firm point-to-point customers.

Thus, the monthly charge for a network customer is set at:

$$r_m = RR * LRS / 12 \quad (\text{s. 34.1})$$

where

$$\text{LRS} = \frac{\text{Network Load at system peak}}{\text{Total System Load}} \quad (\text{s. 1.17})$$

and:

$$\begin{aligned} \text{Total System Load} = & \text{monthly system peak} \\ & - \text{coincident point-to-point usage} \\ & + \text{point-to-point reservations at system peak} \quad (\text{s. 34.3}) \end{aligned}$$

...

Under this system, in the case where there is just one network customer²⁰ and no firm point-to-point reservations at the monthly system peak, the network customer is charged 100% of the monthly revenue requirement. However, if there are firm point-to-point reservations in effect at the moment of the system peak, the network customer's charge is reduced to reflect the percentage of Total System Load for which the point-to-point customer is responsible, whether or not his reservation was actually used at that moment.

Ainsi, selon la méthode originale du Transporteur (celle intégrée au Règlement 659 d'Hydro-

²⁰ Dans la demande R-3401-98, la Partie III des Tarifs et conditions sur la Charge locale n'existait pas encore. Il était donc présumé que la Charge locale serait desservie à titre de client en réseau intégré (*network customer*).

Québec), la part des revenus requis payée par la charge locale serait calculée sur une base mensuelle, en fonction de sa part relative des besoins en transport au moment de la pointe mensuelle. Avec cette approche, toute réduction des besoins du Distributeur à la pointe mensuelle réduirait par la même occasion la part de ses coûts de transport.

5. Référence : Pièce A-0029,
p. 7.

Préambule:

« [21] La Régie retient l'opinion des intervenants quant aux enjeux à inclure à la phase 1. Cette phase doit permettre d'identifier le type, le nombre et les caractéristiques d'un MRI pour les mises en cause, ainsi que les indicateurs permettant de mesurer l'atteinte de chacune des caractéristiques ou chacun des objectifs opérationnels. » [nous soulignons]

Demande :

5.1 Parmi les caractéristiques proposées par les participants, veuillez préciser les cinq caractéristiques qui, selon vous, doivent être retenues dans la définition du MRI de première génération :

- 5.1.1. pour le Distributeur ;
- 5.1.2. pour le Transporteur.

Le RNCREQ préfère attendre au moment de l'argumentation finale pour préciser les caractéristiques qui, selon lui, doivent être retenues dans la définition du MRI de première génération pour le Distributeur et pour le Transporteur.

6. Référence : Pièce C-HQT-HQD-0028,
p. 15.

Préambule:

« De plus, l'alternance de l'année de départ des MRI du Transporteur et du Distributeur peut constituer une source additionnelle d'allègement pour les partis impliqués en plus de permettre de profiter des leçons apprises. C'est d'ailleurs l'approche qu'a retenue l'Ontario Energy Board. »

Demande :

6.1 Veuillez indiquer l'ordre dans lequel la Régie devrait procéder, si elle devait retenir cette proposition. Veuillez motiver votre réponse.

Étant donné que les tarifs du Distributeur dépendent, en partie, des tarifs du Transporteur, il

pourrait être logique de commencer avec ce dernier. Toutefois, il se peut que d'autres facteurs qui seraient soulevés par d'autres participants à l'audience viennent modifier cette suggestion. Le RNCREQ informera la Régie au moment opportun si sa position sur le sujet était appelée à changer.

ANNEXE A



EISPC

EASTERN INTERCONNECTION STATES' PLANNING COUNCIL

Getting the Signals Straight: Modeling, Planning, and Implementing Non-Transmission Alternatives Study

February 2015



**National Regulatory Research Institute
For EISPC and NARUC
Funded by the U.S. Department of Energy**



Getting the Signals Straight: Modeling, Planning, and Implementing Non-Transmission Alternatives

Tom Stanton
Principal Researcher
National Regulatory Research Institute

NRRI Report No. 15-02
February 2015

© 2015 National Regulatory Research Institute
8611 Second Avenue, Suite 2C
Silver Spring, MD 20910
Tel: 301-588-5385
www.nrri.org

About the Author

Mr. Tom Stanton is Principal Researcher, Energy and Environment, at NRRI. He joined NRRI in fall 2010 after a 32-year career in Michigan state government. Mr. Stanton specializes in policy research for renewable energy, energy efficiency, smart grid, and global climate change. A lifelong resident of Michigan, Tom worked in Michigan state government—in the fields of public utility regulation, energy efficiency, and renewable energy—including 10 years at the State Energy Office and over 22 years at the Michigan Public Service Commission. For several of those years, he worked on administration of Michigan’s solar and renewable energy tax credits program and later served as manager of the renewable energy section at the Michigan PSC. He earned a B.A. in Communications and an M.A. in Journalism, both from Michigan State University, as well as an M.S. in Public Administration from Western Michigan University.

Author’s Acknowledgments

The author thanks the EISPC Studies and White Papers Working Group who provided oversight and input for the project. In particular, working group participants Douglas Gotham, Director of the State Utility Forecasting Group at Purdue University, reviewed a draft of this report, and provided helpful comments and suggestions and Denis Bergeron of the Maine Public Utilities Commission Staff shared important insights about transmission planning. Also, thanks to NRRI’s Rishi Garg provided expert guidance about navigating information about FERC Orders and proceedings. Assistance for developing the reports of state project efforts was graciously provided by John Bernhardt of the Clean Coalition, Michael Dworkin of Vermont Law School, Jason Rauch of the Maine Public Utilities Commission Staff, Lisa Schwartz of Lawrence Berkeley National Laboratory, and Richard Silkman of GridSolar.

Executive Summary

Non-Transmission Alternatives (NTAs) are electric utility system investments and operating practices that can defer or replace the need for specific transmission projects, at lower total resource cost, by reliably reducing transmission congestion at times of maximum demand in specific grid areas. NTAs can be identified through least-cost planning and action, one geographic area at a time, for managing electricity supply and demand using all means available and necessary, including demand response, distributed generation (DG), energy efficiency, electricity and thermal storage, load management, and rate design.

The Federal Energy Regulatory Commission (FERC) targeted NTAs in Orders 890 and 1000, requiring regional transmission planning processes which are open, transparent, and coordinated, and which provide opportunities to review NTAs on a comparable basis to transmission infrastructure.

NTAs are important because they can be lower-cost options that simultaneously support multiple goals and objectives for 21st Century infrastructure. For example, NTAs can offer:

- affordability and lower cost,
- higher efficiency because some distributed technologies can be integrated, and synergistic;
- reliability, redundancy, and resilience;
- risk-reduction for a number of known system challenges and risks;
- environmental protection, especially with lower greenhouse gases and hazardous emissions and lower water consumption; and,
- possibly also social benefits, such as increased job creation and retention.

In several locations around the U.S., lower-cost NTAs are already proving capable of deferring or displacing some needs for higher-cost transmission projects. Thus, there is growing interest about NTAs in state public utility regulatory commissions and among other interested parties. Important questions being addressed include:

- What are the technical and economic potentials for NTAs?
- Are there any particular identifiers, in the course of transmission and integrated resource planning, of important opportunities for NTA analysis?
- Who might be responsible for modeling and planning NTAs, and what will be procedures for bringing information about possible NTAs into the relevant utility planning process(es) at either the state or regional levels?
- How should potential developers plan, seek approval for, and implement NTAs?
- What are the appropriate venues for NTA planning and approvals?
- Are there appropriate roles for regulated utility companies in NTA analysis, design, operations, and management, or should third parties and customers assume those roles?
- How can system operators be certain that NTAs will prove at least equivalent to and as reliable as the transmission options they might postpone or replace?

- How will NTA cost recovery and cost allocation be handled?

This paper introduces and explores the subject of NTAs. In Part I, NTAs are defined and their potential roles in transmission planning processes are described, as they are currently defined by FERC Orders 890 and 1000, and as NTAs could be included in state or utility integrated resource planning (IRP). Part I also itemizes and reviews the reasons for considering NTAs, which include cost savings, alleviating transmission siting concerns, and possibilities for NTAs to increase system reliability and resilience and to provide positive synergies by co-locating infrastructure and better integrating infrastructures and services, primarily for: (a) consumer energy use; (b) electrical and thermal energy supplies, demands, and utilization; and (c) combined energy and water infrastructure.

Next, challenges associated with NTAs are reviewed and summarized. Three major challenges are identified: (1) modeling and demonstrating equivalence to transmission options; (2) cost recovery and cost allocation; and (3) potential misalignments with traditional electric utility business models and regulatory regimes.

Part II briefly reviews existing state policies and regulatory actions related to NTAs and proposes some preliminary options for state regulators to consider, for instigating and perhaps institutionalizing NTA modeling, planning, and implementation. Only two states, Maine and Vermont, have passed legislation that is directly related to NTAs: Maine's law directs the state regulatory commission to determine whether it is in the public interest to designate a smart-grid coordinator, whose functions could include NTA development and operations, and Vermont's law obligates the utility or other transmission provider to undertake NTA analysis. Several other states and the Bonneville Power Administration have also taken actions supporting NTA modeling and development. Part II includes brief descriptions of those actions. In addition, many states have program requirements and incentives that focus on some of the specific components that might make up NTAs, such as energy efficiency, demand-response, load-management, DG, and storage.

Next, Part II summarizes options that state utility commissions can consider for supporting NTA modeling, planning, and implementation. Options include:

- reviewing existing rate designs and utility compensation incentives to check how they affect different NTA resources;
- reviewing authorities and previous regulatory decisions to determine whether any changes are needed to facilitate differential service charges, by grid location, in support of NTA development;
- reviewing and understanding how NTAs might complement, or conceivably conflict with, existing state regulatory policies and practices;
- identifying one or more specific transmission projects for consideration, and inviting interested parties to propose NTAs;
- coordinating electric utility planning with local governments and communities; and,



- for states with restructured electric utilities, including provisions for the support of NTA development, such as energy efficiency and renewable or clean energy standards, in requirements for standard offer service.

Part III concludes with the idea that FERC efforts to establish “comparable consideration” of NTAs could be less than fully effective, primarily because of the absence of any mechanisms for NTA cost-sharing. Even so, FERC’s efforts to institutionalize NTA analysis could prove to be a most important first step towards developing NTAs, and it appears that states have multiple opportunities to advance cost-effective NTAs through existing IRP and certificate of need proceedings. With the possibility that NTAs could produce cost-savings for utility customers, it is worth some effort to enhance existing state procedures, or even develop new ones if necessary, to ensure opportunities for NTAs to compete.



Table of Contents

I. Introduction and Background.....	1
A. What are non-transmission alternatives and what is their possible role in electric utility planning and operations?	1
B. Reasons for considering NTAs	2
C. Challenges associated with NTAs	4
II. Next steps for NTAs: Options for State Regulators.....	9
A. Several states are already taking steps to facilitate NTA modeling, planning, and implementation	9
B. States can take specific steps to deploy NTAs when they are cost-effective.....	13
III. Conclusion.....	16