OBSERVATIONS DE LA FCEI

DEMANDE DU TRANSPORTEUR RELATIVE À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 735 KV ENTRE LES POSTES MICOUA ET DU SAGUENAY

Préparé dans le cadre du dossier
R-4052-2018
de la Régie de l'énergie

Par
Antoine Gosselin

Pour
Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

Le 9 janvier 2018

1. Contexte

Le Transporteur demande à la Régie d'approuver la construction d'une ligne de transport à 735 kV entre les postes de Micoua et Saguenay.

Il appuie ce besoin sur ses analyses de planification du réseau lesquelles révèlent que les critères de conception du Transporteur ne sont pas rencontrés par le réseau actuel.

Le Transporteur juge que ce projet est la meilleure solution pour assurer la fiabilité du service de transport. Les autres solutions envisagées sont l'ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Outardes et Laurentides et l'ajout de compensation série sur les lignes Manic-Québec.

Les sections suivantes portent sur les normes de fiabilité et critères de conception, l'étude de planification et les solutions alternatives.

Ce document constitue les observations finales et conclusions de la FCEI dans le présent dossier. La FCEI informe par le fait même la Régie qu'elle met fin à son intervention dans le présent dossier. La FCEI demeure à la disposition de la Régie advenant que celle-ci souhaite obtenir des clarifications sur les observations de la FCEI.

2. Critères de conception du Transporteur

La fiabilité du réseau du Transporteur est encadrée par trois ensembles de normes. Les normes du NPCC (Directory 1), celles de la Régie (TPL-001-4) et les critères de conception du Transporteur lesquels regroupent les critères de base et les critères complémentaires.

Il ressort de la preuve que les critères de conception du Transporteur sont plus exigeants que normes du NPCC et de la Régie, du moins lors les situations invoquées par le Transporteur pour justifier le projet. À cet égard, le Transporteur fournit les éléments historiques et contextuels suivants :

> *«Le plan de défense du Transporteur est composé de trois principaux niveaux de sévérité d'événements. Pour les événements dits « de base », l'utilisation d'automatismes est interdite. Pour les événements dits « complémentaires », le Transporteur autorise l'utilisation des automatismes de façon limitée. Finalement, pour les événements dits « exceptionnels », le Transporteur autorise l'utilisation des automatismes sans limitation. »* [1]

[1] B-0064, p. 14

> *« Le Transporteur a adopté ces critères de conception du réseau à la fin des années 80. Il considère toujours nécessaire de maintenir ces spécificités compte tenu de la grande dépendance de la clientèle du Québec à l'électricité, particulièrement en période hivernale alors qu'une importante partie de la population dépend de l'électricité pour se chauffer, et considérant les caractéristiques particulières de son réseau.*
>
> *L'étendue du réseau à 735 kV et par conséquent les grandes distances entre la majorité des ressources de production et les grands centres de consommation fait partie des caractéristiques particulières du réseau du Transporteur. Également, par comparaison avec les réseaux de ses voisins, le réseau à 735 kV du Transporteur est moins maillé. Ces caractéristiques font en sorte que le respect des critères de conception du Transporteur est requis afin d'obtenir un niveau de fiabilité de son réseau qui soit équivalent à celui de ses voisins. »*[2]

En ce qui touche plus spécifiquement les critères complémentaires, le Transporteur ajoute qu'ils *« découlent de la structure distinctive du réseau à 735 kV et regroupent les événements jugés assez probables pour que le Transporteur souhaite respecter le plus possible la continuité de service. Ils sont considérés comme des événements extrêmes par le NPCC et la North American Electric Reliability Corporation. »*[3](Nous soulignons)

Tel que mentionné précédemment, *« [les] analyses du Transporteur révèlent que, pour les niveaux de transits prévus tant à l'horizon 2020-2021 qu'à l'horizon 2030-2031, les critères de conception du réseau de transport ne sont plus respectés. Ces analyses sont effectuées en simulant le comportement du réseau de transport à la suite de divers événements dans des conditions initiales de réseau prédéfinies. »*[4] (Nous soulignons)

De manière plus spécifique, les analyses de planification du réseau révèlent que le critère de conception du Transporteur relatif à la continuité de service n'est pas rencontré par le réseau actuel dans les deux situations suivantes :

a) lors de la perte d'une ligne dans le corridor Manic-Québec alors qu'une autre ligne est déjà au retrait dans ce même corridor (critères de base);
b) lors de la perte temporaire simultanée de deux lignes à 735 kV du corridor Manic-Québec à la suite d'un défaut (critères complémentaires).

En ce qui a trait à la situation a), elle fait partie des critères de conception de base du Transporteur lesquels stipulent que dans cette situation *« la stabilité du réseau doit être maintenue durant et après un défaut triphasé permanent sur un circuit de transport, éliminé normalement, sans perte de charge et sans l'aide d'un système de protection spécial. »*[5] Ce critère est plus restrictif que l'équivalent pour les normes Directory 1 et TPL-001-4. En effet, le Transporteur indique que l'interruption du service ferme et la

[2] B-0064, p. 15
[3] B-0027, p. 10
[4] B-0005, p. 8
[5] B-0027, p. 7

perte de charge subordonnée (i.e. résultant de l'application d'un automatisme) sont permises en vertu des normes Directory 1 et TPL-001-4.[6]

Pour ce qui est de la situation b), elle fait partie des critères de conception complémentaires du Transporteur. Le Transporteur indique que dans cette situation « *la stabilité du réseau doit être maintenue durant et après un défaut monophasé permanent sur un circuit de transport, avec élimination normale du défaut, entraînant simultanément la perte d'un autre circuit parallèle (mauvais fonctionnement des protections de ligne), compte tenu du système de réenclenchement. La continuité de service est requise en tout temps avec l'exception qu'il est permis, dans les cas impliquant une instabilité de la tension, de recourir à un automatisme de délestage de charge en sous-tension jusqu'à un maximum de 1500 MW.* »[7] Cette situation n'est pas prévue explicitement par les normes Directory 1 et TPL-001-4 si ce n'est que toutes deux prévoient une catégorie générique pour les autres évènements extrêmes et qui, dans la situation actuelle, de l'évaluation du Transporteur.

La FCEI comprend donc que l'application de ces normes est accessoire puisqu'elles ne font que refléter ce que le Transporteur a établi pour lui-même dans ses critères de conception.

Par conséquent, la FCEI conclut que la décision d'investissement repose exclusivement sur les critères de conception du Transporteur.

Tel que cité précédemment, le Transporteur estime toujours nécessaire de maintenir ces critères de conception spécifiques à son réseau et qui ont été adoptés à la fin des années 80. Il donne trois motifs à l'appui de cette conclusion, soit :

- la grande dépendance de la clientèle du Québec à l'électricité, particulièrement en période hivernale alors qu'une importante partie de la population dépend de l'électricité pour se chauffer;
- les grandes distances entre la majorité des ressources de production et les grands centres de consommation font partie des caractéristiques particulières du réseau du Transporteur;
- le maillage moins important du réseau à 735 kV du Transporteur.

Considérant que le projet n'est pas requis en vertu des nombres du NPCC et de la Régie, la FCEI estime qu'il y a lieu de se questionner sur l'à propos de qualifier le projet sur la base de critères de conception élaborés en fonction d'un contexte d'il y a 30 ans.

On peut se demander par exemple si la variation du niveau des exportations depuis la fin des années 80 est susceptible a modifié la vulnérabilité de la charge locale et cas d'indisponibilité des équipements? Comment est-ce que l'évolution technologique des divers systèmes et automatismes de réseau affecte la capacité de réaction et ultimement le niveau de risque.

[6] B-0064, réponses 5.2 et 5.3
[7] B-0027, p. 9

Selon la FCEI, l'ampleur du projet à l'étude justifie d'exiger un examen plus approfondi du bien-fondé de ces critères dans le contexte actuel.

Par ailleurs, la FCEI note que dans le cadre d'une présentation de 2013 portant sur la planification du réseau, le Transporteur mentionnait à propos des critères de conception complémentaires :

> *« La stabilité du réseau doit être maintenue durant et après le plus grave des événements complémentaires, sauf exception »*[8] (Nous soulignons)

La FCEI estime qu'il y aurait lieu que le Transporteur élabore sur les cas d'exception qui justifient de ne pas rencontrer le critère de stabilité.

3. Étude de planification

L'étude de planification du Transporteur repose sur un ensemble d'hypothèses. La validité des conclusions de cette étude est évidemment tributaire de la validité de ces hypothèses. Le Transporteur décrit ainsi les hypothèses à la base de son étude :

> *« Lorsqu'il réalise une étude de planification, le Transporteur utilise un réseau de pointe prévue pour une année future donnée dont les principales hypothèses sont les suivantes :*
>
> *• Tous les équipements du réseau de transport sont considérés disponibles et en service ;*
>
> *• Toutes les centrales sont modélisées, à leur puissance maximale, moins les restrictions hydrauliques (lorsqu'applicable) et 1 000 MW de réserve synchrone ;*
>
> *• Tous les projets de transport et de production dont la date de mise en service est à l'intérieur de l'horizon considéré par l'étude et qui ont minimalement débuté la phase d'étude d'avant-projet sont modélisés ;*
>
> *• La charge est ajustée afin de correspondre à la plus récente prévision de charge du Distributeur pour l'horizon à l'étude ;*
>
> *• L'excédent au bilan production-charge (lorsqu'il y a excédent) est exporté jusqu'à concurrence du total des demandes de réservation de transport ferme dans le système OASIS. Les réservations les plus contraignantes pour le réseau de transport principal sont priorisées. »*

Il apporte de plus certaines clarifications dans les extraits suivants :

[8] http://www.oasis.oati.com/woa/docs/HQT/HQTdocs/2013-06-07_Planification_du_reseau_fr.pdf

« Le Transporteur conçoit son réseau afin que la puissance à transporter sur le réseau de transport corresponde à la puissance maximale des producteurs moins la réserve de stabilité. Cela inclut les parcs éoliens, petites centrales hydrauliques, centrales de cogénération et tout autre type de production. »[9]

« Les prévisions de la demande de la référence (ii) tiennent compte de l'effacement attribuable à la biénergie résidentielle. Par contre, celles-ci n'ont pas été réduites pour tenir compte des autres moyens de gestion de la demande (GDP Affaires, électricité interruptible du Distributeur et puissance interruptible du Producteur). »[10]

« Le Transporteur a considéré une capacité totale des demandes de réservation de transport ferme correspondant à 4 697 MW plus les projets d'interconnexion associés aux demandes OASIS 117T QC-NH (1 128 MW) et 157T Hertel-NY (1 037 MW) pour un total de 6 862 MW. »[11]

« Comme mentionné à la référence (i), l'excédent du bilan production-charge est exporté jusqu'à concurrence du total des demandes de réservation de transport ferme dans le système OASIS. Le Transporteur considère comme des demandes de transport fermes celles associées aux projets d'interconnexions comme la demande 117T et la demande 157T.

Même sans considérer les demandes de nouvelles interconnexions 117T et 157T, les demandes de transport ferme de 4 697 MW mentionnées à la référence (iii) dépassent déjà l'excédent au bilan production-charge de 4 548 MW montré au tableau 1 de la référence (i). Du point de vue des études de planification du Transporteur, la quantité totale de puissance exportée demeure donc la même. Le retrait des demandes 117T et 157T aurait ainsi pour seule conséquence de modifier la répartition de la puissance exportée par les différentes interconnexions faisant l'objet d'une demande de service de transport ferme.

Le comportement du réseau de la Côte-Nord est notamment tributaire du transit de puissance dans le corridor Manic-Québec. Le retrait des demandes 117T et 157T ne modifierait pas le transit de puissance dans ce corridor et donc n'aurait pas d'impact sur les besoins liés au Projet. »[12]

Le Transporteur rapporte les niveaux de production, charge locale, exportation et importation résultant de ces hypothèses au tableau suivant.[13]

[9] B-0057, p. 16
[10] B-0053, p. 5
[11] B-0057, p. 15
[12] B-0064, p. 7
[13] B-0023, p. 6

Hypothèses de simulation du réseau à la pointe 2020-2021

Production	Charge	Exportation	Importation
43 811 MW	39 263 MW	4 548 MW	0 MW

Parallèlement, la norme du NPCC mentionne ce qui suit concernant les paramètres des études de planification.

> « R7 Each Transmission Planner and Planning Coordinator shall plan its bulk power system to have sufficient transmission capability to meet the respective requirements as specified in Table 1 while serving forecasted demand.
>
> R7.1. « Credible combinations of system conditions which stress the system shall be modelled including, load forecast, inter-Area and intra-Area transfers, transmission configuration, active and reactive resources, generation availability and other dispatch scenarios. All reclosing facilities shall be assumed in service unless it is known that such facilities will be rendered inoperative. »[14] (Nous soulignons)

La norme TPL-001-4 donne des indications similaires et spécifie notamment les éléments suivants :

> « 1.1. Les modèles de réseau doivent représenter :
> 1.1.1. Les installations existantes ;
> 1.1.2. Les indisponibilités connues d'installations de production ou de transport d'une durée d'au moins six mois ;
> 1.1.3. Les nouvelles installations projetées et les changements aux installations existantes ;
> 1.1.4. Les prévisions de charge active et de charge réactive ;
> 1.1.5. Les engagements connus pour le service de transport ferme et les échanges ;
> 1.1.6. Les ressources (du côté de la production ou de la charge) requises pour alimenter la charge. »[15] (Nous soulignons)

Selon la FCEI, prises dans leur ensemble, les hypothèses de l'étude de planification sont hautement improbables et ne rencontrent pas le critère de crédibilité établi par la norme du NPCC et la norme TPL-001-4.

[14] https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001_GJD.pdf, p. 7
[15] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/NormesFiabiliteTransportElectricite/Normes/TPL-001-4-fr-2017-10-20.pdf, p. 2

Du côté de la production, l'hypothèse d'une disponibilité totale des ressources est très improbable. Cela paraît évident en ce qui concerne les petites centrales hydrauliques qui tendent à disposer de faibles débits d'eau au moment de la pointe du réseau. La probabilité d'une disponibilité de toutes les éoliennes et que celles-ci soient à pleine capacité simultanément est également irréaliste. Cela dit, cette hypothèse n'influence vraisemblablement pas le résultat de l'étude sauf si l'indisponibilité de la production se trouve en amont du corridor Manic-Québec.

Pour ce qui est des importations et de la gestion de la demande, la FCEI ne peut écarter les hypothèses faites par le Transporteur. Elle note toutefois que le Distributeur appelle généralement la clientèle interruptible et procède à des achats de court terme lorsque la demande est élevée et qu'un tel scénario réduirait la pression sur le besoin de transit du réseau. La FCEI observe notamment que les achats de courts termes/interruptions sont systématiquement utilisés de manière significative bien avant que ne soit atteinte la prévision des besoins réguliers du Distributeur tel qu'il est démontré à la section 4.

La FCEI est consciente que la pratique du Transporteur et du Distributeur est de ne pas prévoir l'utilisation des importations et de la puissance interruptible pour répondre au besoin régulier. Cependant, dans la mesure où le Distributeur s'engageait à enclencher des importations à partir d'un certain seuil de charge et en priorité sur les achats de court terme dans la zone de réglage, la FCEI estime qu'il serait justifié d'avoir recours à ce moyen dans l'étude de planification.

Par ailleurs, bien qu'il soit conforme aux normes d'inclure les nouvelles installations projetées à l'étude, la FCEI estime que l'inclusion des projets d'interconnexion 117T et 157T à la demande de transport point à point (menant à un total de 6 862 MW) n'est pas compatible avec la demande du Transporteur qui vise un projet en maintien et amélioration de la qualité de service alors que ceux-ci sont plutôt des projets en croissance.

Selon les hypothèses retenues dans l'étude de planification du Transporteur, ces projets n'ont pas d'impact sur la conclusion de l'étude. Dans ce contexte, la FCEI convient que leur inclusion ou exclusion est sans conséquence.

Toutefois, si la Régie devait modifier les paramètres de l'étude de planification et que ces projets aient un impact sur le résultat de l'étude, alors la demande du Transporteur devrait être modifiée en projet de croissance, en partie ou en totalité.

Étant donné que le Transport présente un projet en maintien de la qualité de service, la FCEI soumet que le demande de transport ferme point à point devrait exclure ces deux projets et être limitée à 4 697 MW pour les fins du présent dossier.

Une analyse distincte pourrait être réalisée en ajoutant ces deux projets de manière à déterminer s'ils occasionnent des investissements additionnels à la marge.

4. Solutions alternatives

Les normes de fiabilité mentionnent :

> « 3.5. Les événements extrêmes du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le réseau doivent être identifiés et une liste de ces événements à évaluer, conformément à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3. Le raisonnement du choix des contingences à évaluer doit être fourni à l'appui. Si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des déclenchements en cascade, une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences et les effets nuisibles doit être effectuée. »[16] (Nous soulignons)

Le Transporteur présente deux solutions alternatives au projet. Tel que mentionné en introduction, ces deux solutions consistent en des ajouts d'équipement au réseau de transport.

La FCEI a demandé au Transporteur s'il avait considéré d'autres types de solutions, notamment le recours à des importations. De manière générale, le Transporteur répond que ses études de planification reposent sur la prévision de la demande du Distributeur et ne pas avoir analysé les scénarios soumis par la FCEI. La FCEI en conclut que la démarche du Transporteur s'est limitée à trouver des solutions techniques au problème de fiabilité. Il indique notamment lorsque questionné à l'égard de l'évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences et les effets nuisibles:

> « Le Transporteur évalue diverses mesures périodiquement dans le cadre de revues de fiabilité et lorsque l'évolution des besoins du réseau le requiert. Le Transporteur effectue ce genre d'évaluations et ajuste lorsque requis son plan de défense, constitué de l'action concertée de plusieurs grands automatismes. »[17]

Selon la FCEI, l'évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité d'évènements ou d'en atténuer les effets nuisibles ne devrait pas se limiter à un univers de solutions techniques pour répondre à un besoin immuable, mais devrait également inclure les mesures visant à moduler ce besoin.

Dans certaines situations, il est évident que des ententes avec les clients, notamment le Distributeur et le Producteur, permettraient de résoudre les enjeux de transit à un coût très faible.

Par exemple, dans un scénario similaire à celui de l'étude de planification en termes de production (notamment forte production éolienne au sud du réseau), les enjeux de transit

[16] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/NormesFiabiliteTransportElectricite/Normes/TPL-001-4-fr-2017-10-20.pdf, p. 6
[17] B-0064, p. 18

pourraient être résolus par l'interruption de clients de Distributeur ou des achats de court terme hors Québec. En procédant à des achats de 1000 MW sur le marché de New York et en interrompant 500 MW de demande interruptible, le Distributeur libèrerait 1 500 MW de capacité de transit. Cela serait suffisant pour permettre aux clients point à point d'avoir accès à la totalité de la capacité de leurs conventions de services 4 697 MW (soit 149 MW de plus que les 4 548 MW de l'étude de planification) tout en réduisant le transit de 1 351 MW sur le corridor Manic-Québec. Selon la compréhension de la FCEI de la réponse du Transporteur à sa question 3.16,[18] une telle réduction du transit serait suffisante pour résoudre les problèmes de fiabilité identifiés par l'étude de planification.

Dans cette situation particulière, la FCEI calcule que le coût pour le Distributeur serait à toutes fins utiles nul puisque le Distributeur effectue déjà des achats de court terme/interruptions à un niveau significatif lorsque la demande est forte. Par exemple, la FCEI évalue que, pour les heures où les besoins réguliers du Distributeur excèdent le besoin régulier prévu au dossier tarifaire moins 1500 MW la quantité minimale d'achats de court terme/interruptions pour les années 2013 à 2017 à été de 1210 MW à l'hiver 2015-2016. De plus, le tableau 1 montre qu'en moyenne, les achats /interruptions portent sur des quantités beaucoup plus importantes.

Tableau 1: Achats de court terme et interruptions lors des heures ou les besoins du Distributeur excèdent les besoins réguliers prévus au dosier tarifaire moins 1500 MW

	Besoins réguliers (MW)[a]	Contribution en puisssance Post-patrimonial de LT[a]	Besoins réguliers - 1500 (MW)	Nombre d'heures avec besoins supérieurs aux besoins réguliers - 1500 MW	Minimum des achats de court terme/interruptions parmi ces heures (MW)	Moyenne des achats de court terme/interruptions parmi ces heures (MW)
2012-2013	37262	1845	35762	28	1601	2917
2013-2014	37111	1721	35611	56	1309	3365
2014-2015	37892	1976	36392	21	2213	3893
2015-2016	38042	2147	36542	2	1210	2250
2016-2017	37630		36130	18	1732[b]	2476[b]
a: R-3814-2012, B-0021; R-3854-2013, B-0020; R-3905-2014, B-0020; R-3933-2015, B-0023; R-3980-2016, B-0024						
b: Achats de court terme seulement						

Ainsi, le Distributeur n'aurait rien à faire de plus que ce qu'il fait déjà sauf peut-être remplacer des achats de court terme dans la zone de réglage par des importations. Considérant la nature concurrentielle de ces achats, tout porte à croire que l'impact financier de cette substitution serait faible d'autant plus que seulement quelques dizaines d'heures sont affectées annuellement.

Autrement dit, si l'on s'en tient au scénario déterministe de l'étude de planification, un simple engagement du Distributeur de procéder à des importations/interruptions de l'ordre de 1 500 MW ou plus permettrait de résoudre l'enjeu de fiabilité révéler par l'étude de planification à un coût beaucoup plus faible qu'à la solution de ligne Micoua-Saguenay. Il en couterait donc beaucoup moins cher au Transporteur de compenser le Distributeur pour les coûts incrémentaux de cette approche que de procéder au projet.
Évidemment, cet exemple couvre une situation de forte production au sud (principalement éolienne) ce qui ne serait bien sûr pas toujours le cas. Par contre, la FCEI comprend que la restriction maximale sur le transit est d'environ 1000 MW et affecte un

[18] B-0057, p. 19

nombre limité d'heures considérant que les besoins du Distributeur sont généralement bien en deçà du niveau prévu par l'étude de planification. À titre strictement illustratif, si 300 heures font l'objet de restrictions de transit moyennes de 700 MW à un prix moyen de 100$ du MWh, le coût pour le Transporteur en compensation financière à verser (au Distributeur ou au Producteur) serait de l'ordre de 21 M$ soit largement moins que le coût du projet de ligne Micoua-Saguenay.

La FCEI n'est pas en mesure de déterminer précisément le coût d'une stratégie de gestion des transits ni même d'affirmer qu'elle serait plus économique que la solution retenue par le Transporteur. Cependant, la FCEI estime que ce type de solution de gestion des besoins devrait systématiquement faire partie de l'ensemble de solutions considéré par le Transporteur en réponse à l'article 3.5 des nomes de fiabilité.

5. Conclusions et recommandations

La FCEI constate que l'enjeu de fiabilité identifié par le Transporteur repose uniquement sur les critères de conception ou l'appréciation du Transporteur de ce qui constitue un évènement extrême. **Selon la FCEI, l'ampleur du projet à l'étude milite en faveur d'un examen plus approfondi du bien-fondé de ces critères vieux de 30 ans dans le contexte actuel.**

L'étude de planification est basée sur un scénario hautement improbable globalement, mais aussi au niveau de certains paramètres pris individuellement. **La FCEI recommande d'exiger une étude qui reflète davantage des conditions crédibles d'opération du réseau.**

Le Transporteur inclut deux projets en croissance d'interconnexion dans son analyse alors qu'il catégorise le projet en maintien et amélioration de la qualité de service. La FCEI considère que cela n'est pas adéquat et risque de faire indûment supporter des coûts à la charge locale si l'un ou l'autre de ces projets ou les deux conjointement devaient être déterminants dans la décision d'investissement. **La FCEI recommande d'exclure ces deux projets de l'étude de planification.**

Le Transporteur n'a pas considéré toutes les solutions possibles, notamment celles permettant de moduler le besoin de transit en faisant intervenir les ressources au niveau des importations et de la gestion de la charge ou en compensant les clients point à point pour qu'ils renoncent à certaines exportations. La FCEI recommande à la Régie d'exiger du Transporteur qu'il élargisse l'éventail des solutions potentielles pour inclure des ententes de coopérations mutuellement bénéfiques avec ses clients ou d'autres acteurs de marchés susceptibles de contribuer à répondre aux besoins du réseau à moindre coût. **Elle recommande qu'une telle analyse soit effectuée dans le présent dossier.**