

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER (R-3925-2015)

HQD - Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) de Bécancour en périodes de pointe.

PREUVE DU GRAME-I

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 27 juillet 2015

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM.

Table des matières

I. Analyse des besoins d’approvisionnement en puissance à la pointe du réseau et mise à jour du bilan de puissance.....	5
Mise en contexte	5
Conclusion	7
II. Disponibilité des approvisionnements	8
Conclusion	9
III. Période d’engagement de 20 ans.....	10
Conséquence d’une approbation jusqu’en 2036, au lieu de 2026.....	10
Conclusion et recommandations	12
IV. Avantage environnemental comparatif.....	12
Conclusion	13
V. Le protocole d’Entente entre le Distributeur et TCE constitue-t-il une modification du contrat découlant de l’appel d’offre A/O-2002-02	14
Mise en contexte	14
Le Protocole d’Entente entre Hydro-Québec et Transcanada Energy Ltd	17
Conclusions et recommandations	20
VI. Ajouts à la version définitive des contrats	21
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	22

I. ANALYSE DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT EN PUISSANCE À LA POINTE DU RÉSEAU ET MISE À JOUR DU BILAN DE PUISSANCE

Mise en contexte

Au dossier R-3864-2013, le GRAME a abordé la question de l'amélioration des approches de sensibilisation à la notion de pointe et la question de la poursuite des appels au public en matière de gestion de la demande pour la réduction des besoins en puissance.

Comme mentionné dans sa demande d'intervention, le GRAME a également participé à l'audience portant sur la réouverture d'enquête suite à une demande du Distributeur d'approuver un appel d'offres de long terme visant à combler des besoins en puissance à compter de l'hiver 2018-2019. L'objectif du GRAME était que soient réduits les engagements de long terme pour suppléer à la demande à la pointe en puissance, afin que soient développées davantage de solutions en gestion de la demande en puissance, notamment à l'aide de la technologie des compteurs de nouvelle génération¹.

Bien que dans sa décision D-2015-100, par. 12 la Régie ait écarté cet aspect (solutions en gestion de la demande en puissance) de l'analyse des besoins d'approvisionnement en puissance à la pointe du réseau, elle concluait en phase 2 du dossier R-3864-2013 que le Distributeur devait faire preuve de prudence avant d'engager une ressource particulière à la hauteur de 1000 MW en puissance pour une durée de 20 ans et réduisait la quantité autorisée à 500 MW :

« [224] Dans ce contexte, la Régie est d'avis, à l'instar de certains intervenants, que le Distributeur devrait faire preuve de prudence avant d'engager une ressource à la hauteur de 1000 MW en puissance pour une durée de 20 ans. **La Régie considère qu'un appel d'offres en puissance de 1000 MW n'est pas justifié pour l'instant. Elle est d'avis qu'une quantité de 500 MW est suffisante.**»²

Par contre, la Régie prenait cette décision en considérant la possibilité que la Centrale de Bécancour puisse être utilisée pour rencontrer une partie des besoins identifiés au Plan d'approvisionnement. De son côté, le GRAME note dans sa demande d'intervention³ que la présente demande du Distributeur n'interférerait pas avec l'un de ses objectifs, soit de protéger le développement de solutions ou alternatives en gestion de la demande, considérant également le fait que le bilan présenté reste déficitaire en 2021-2022,

¹R-3864-2013, D-2014-205, p. 53, par. 219 : « [219] Le GRAME recommande de réduire à 500 MW la quantité de puissance recherchée par l'appel d'offres. L'intervenant considère qu'un deuxième appel d'offres pourrait être lancé, après 2018-2019, advenant que des besoins additionnels soient nécessaires. Ainsi, cette manière de procéder permettrait de donner le temps nécessaire au Distributeur de développer des projets en gestion de la demande avec la technologie des compteurs de nouvelle génération. Le GRAME ajoute que la longueur des contrats envisagés, soit 20 ans, requiert de la prudence (note 133).»

² R-3864-2013, D-2014-205, p. 55, par. 224

³ R-3925-2015, C-GRAME-0002, par. 16

nécessitant l'utilisation des ressources disponibles sur les marchés de court terme de l'ordre de 750 MW⁴ et considérant l'Entente avec TCE.⁵

Un autre point mis de l'avant par le GRAME concerne l'analyse des besoins en puissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement, soit l'analyse de l'impact de la mise en application du tarif de développement économique pour l'écoulement des surplus énergétiques, dont les clauses approuvées par la Régie visent l'adhésion d'entreprises à haut seuil d'intensité énergétique.⁶

R-3905-2014, D-2015-018 : [1037] La Régie partage l'interprétation du Distributeur à l'effet qu'un rabais de 20 % ne sera consenti que s'il permet d'attirer un investissement significatif, représentant un potentiel d'ajout net de nouvelles charges. Ce rabais doit jouer un rôle déterminant dans la décision d'investir au Québec pour des entreprises à haut seuil d'intensité énergétique. Le but du tarif est de contribuer au développement économique, en attirant des entreprises dans de nouveaux secteurs d'activité afin de diversifier la base de clients du Distributeur. (Notre souligné)

Bien que la dernière mise à jour du bilan en puissance sur la durée du plan d'approvisionnement et la mise à jour du bilan de la puissance additionnelle requise, avec et sans ententes aient été déposées⁷, la possibilité que les surplus soit écoulés grâce au tarif de développement économique semble avoir été écartée de ces bilans, si on considère la durée proposée de l'entente avec TCE jusqu'en 2036.

Bien qu'il soit prématuré de conclure que ce tarif remplira ses objectifs, il serait surprenant que les libellés choisis par le gouvernement dans son décret 1013-2014, daté du 19 novembre 2014, ne soient pas enlignés sur sa connaissance du milieu des affaires, de ses besoins et de son potentiel de développement.

Le GRAME note que le Distributeur ne fournit pas de réponse à la demande du GRAME concernant la possibilité d'ajout net de charges résultant d'entreprises à haut seuil d'intensité et découlant de l'offre de rabais tarifaire, donc ne réfère pas non plus à la possibilité de la réalisation d'autres scénarios de la demande en puissance ou en énergie:

1.2. Compte tenu de l'offre de rabais tarifaire pour l'ajout net de nouvelles charges ciblant les entreprises à haut seuil d'intensité⁸, pourriez-vous indiquer si, à ce jour, le Distributeur a entrepris des discussions avec des clients potentiels pour cette offre de rabais tarifaire ?

Réponse : Cette demande dépasse le cadre du présent dossier. Par ailleurs, le Distributeur soumet que la mise à jour du bilan en puissance, présentée en réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-2,

⁴ R-3925-2015, B-005, Tableau 1, p. 5,

⁵ R-3925-2015, B-014, Réponse à la demande no 1 de la Régie, réponse no 3.1, Tableau 3.1

⁶ R-3905-2014, D-2015-018, par. 1037

⁷ R-3925-2015, B-014, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponses no. 2.1 et 3.1

⁸ R-3905-2014, D-2015-018, par. 1037

document 1, reflète les plus récentes informations disponibles. (R-3925-2015, B-020, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.2)

Par conséquent, la mise à jour de scénarios favorable et défavorable permettrait à la Régie de mieux évaluer les impacts futurs de l'utilisation de la Centrale TCE pour la pointe du réseau. Peut-être serait-il plus prudent de laisser Hydro-Québec Production prendre le risque de la fin de la suspension de la production de la Centrale TCE en cas d'écoulement des surplus, avec les conséquences sur les frais le nouveau contrat visant l'usage à la pointe de TCE, soit le paiement d'une prime fixe pour l'utilisation de la centrale en période de pointe jusqu'en 2036, couvrant *le coût des modifications que TCE doit apporter à la centrale de manière à être en mesure de l'opérer de façon fiable et sécuritaire de façon intermittente.*⁹

Conclusion

Un enjeu semble avoir été écarté de ces bilans, si on considère la durée proposée de l'entente avec TCE jusqu'en 2036, soit la possibilité que les surplus soient écoulés via le tarif de développement économique.

Le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire de réduire les risques liés à la fin de la suspension de la production de la Centrale TCE en cas d'écoulement des surplus, donc de réduire les risques que la clientèle doive assumer le paiement d'une prime fixe pour l'utilisation de la centrale en période de pointe jusqu'en 2036. Dans ce cas-ci, les deux événements sont liés et ne peuvent être considérés séparément.

Par conséquent, le GRAME recommande d'agir avec prudence, puisqu'il s'agit d'un approvisionnement de long terme, et recommande à la Régie, dans le cas où elle reconnaissait le Protocole d'entente à titre d'amendement à l'ESC initial, que soit retenue la deuxième option, soit que le Protocole d'entente soit limité au terme de 10 ans, se terminant en 2026.

⁹ R-3925-2015, B-016, Réponse à la demande de renseignements no 1 de l'AHQ-ARQ, réponse no 11.1

II. DISPONIBILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

La question de la disponibilité des approvisionnements est importante dans l'évaluation du choix optimal pour rencontrer la demande, puisqu'il faut s'assurer de la disponibilité de ces derniers pour assurer un approvisionnement fiable sur la durée du Plan.

Pour ce qui est du recours aux interconnexions, le Distributeur indique qu'il planifie leur utilisation maximale de fonction de leur disponibilité.

« Le recours aux interconnexions étant planifié pour une utilisation maximale de leur disponibilité, le Distributeur cherche des moyens au-delà des appels aux réseaux voisins pour équilibrer son bilan. » (R-3925-2015, B-005, HQD-1, doc. 1, p. 5)

Le Distributeur indique à la Régie¹⁰ que l'entente d'échange de capacité avec l'Ontario est intervenue entre le Producteur, le MEHQ et l'IESO et que le Distributeur n'est pas partie prenante à l'entente, et que par conséquent il ne modifie pas pour l'instant le niveau de contribution attendue des marchés de court terme. De plus, le GRAME note que l'entente intervient sur une base temporaire pour les hivers 2015-2016 et 2016-2017.

Concernant l'appel d'offres en puissance de 500 MW¹¹, le Distributeur confirme l'année 2018-2019 comme étant l'année où la livraison de 500 MW est attendue.¹² Bien que la date garantie de début des livraisons soit le 1er décembre 2018¹³, les livraisons ne pourront pas être effectuées avant le 1^{er} décembre 2018.¹⁴

En consultant la mise à jour du bilan en puissance, telle que fournie en réponse à la demande de la Régie,¹⁵ le GRAME constate que la croissance prévue est de 150 MW entre 2019-2020 et 2020-2021, de 250 MW entre 2020-2021 et 2021-2022, et finalement de 400 MW entre 2021-2022 et 2022-2023. Il s'agit donc d'une croissance non uniforme de la demande en puissance, de plus nous notons une augmentation des besoins de 450 MW entre 2016-2017 et 2017-2018 et de 400 MW entre 2015-2016 et 2016-2017, soit de 850 MW sur deux ans.

¹⁰ R-3925-2015, B-014, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponses no 1.1 et 2.1

¹¹ R-3864-2013, D-2014-205, par. 224

¹² R-3925-2015, B-020, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, réponse no 2.3

¹³ R-3925-2015, B-020, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, réponse no 2.3.2

¹⁴ R-3925-2015, B-020, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, réponse no 2.3.2

¹⁵ R-3925-2015, B-014, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponses 2.1 et 3.1

TABLEAU R-2.1
BILAN EN PUISSANCE
(MISE À JOUR)

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe (Révision de Juin 2015)	38 049	38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 752	4 096	4 314	4 354	4 389	4 410	4 446	4 482
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- Approvisionnements post-patrimoniaux	3 807	4 179	4 237	4 767	5 067	5 092	5 192	5 192
• HQP - Base et cyclable	600	600	600	650	900	900	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme	1 397	1 679	1 987	1 992	1 992	1 992	1 992	1 992
• Gestion de la demande en puissance	1 060	1 350	1 350	1 375	1 425	1 450	1 450	1 450
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
• Transactions CT signées	500	300	50					
• Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)				500	500	500	500	500
= Puissance additionnelle requise	550	950	1 400	1 300	1 350	1 500	1 750	2 150
- TransCanada Energy		325	570	570	570	570	570	570
= Puissance additionnelle requise ajustée	550	950	1 400	800	850	1 000	1 250	1 650

Compte tenu de l'évolution de la charge industrielle au Québec, il est prudent, à des fins de planification, de maintenir un niveau attendu de 1 150 MW pour l'électricité interruptible.

En ce qui concerne la contribution attendue des marchés de court terme, voir la réponse à la question 1.1.

Référence : R-3925-2015, B-0014, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponses 2.1

Conclusion

En tenant compte des informations mises à jour concernant la puissance additionnelle requise, avec et sans entente, et la confirmation du Distributeur à l'effet de la contribution attendue de 1 500 MW des marchés de court terme¹⁶, le GRAME conclut que la disponibilité des approvisionnements des marchés de court terme¹⁷ permet au Distributeur d'attendre, dans le cas sans les ententes jusqu'en 2020-2021 avant d'être dans l'obligation de prendre des engagements de long terme, et d'attendre bien au-delà de 2022-2023 avec les ententes¹⁸, peut-être même jusqu'à l'horizon de 2026, soit selon l'option d'harmonisation du terme avec Entente initiale (ESC, de l'appel d'offres A/O-2002-02).

TABLEAU R-3.1
PUISSANCE ADDITIONNELLE REQUISE, AVEC ET SANS ENTENTES
(MISE À JOUR)

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
AVEC LES ENTENTES	550	950	1 400	800	850	1 000	1 250	1 650
Appel d'offres de 500 MW						500	500	500
Puissance additionnelle requise ajustée	550	950	1 400	800	850	1 000	750	1 150
SANS LES ENTENTES	550	950	1 400	1 300	1 350	1 500	1 750	2 150
Appel d'offres de 500 MW						500	500	500
Appel d'offres de 500 MW					500	500	500	500
Puissance additionnelle requise ajustée	550	950	1 400	1 300	1 350	1 000	750	1 150

¹⁶ R-3925-2015, B-0014, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponses 1.1

¹⁷ R-3925-2015, B-0014, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponses 1.1

¹⁸ R-3925-2015, B-0014, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponses 3.1, Tableau R-3.1

De plus, pour retenir le meilleur choix dans le contexte prévisionnel de la demande, il faudrait avoir plus de certitude que les hypothèses de croissance de la demande en puissance seront validées par une croissance réelle de celle-ci, compte tenue de la demande de la Régie¹⁹ à l'égard de la prudence à faire preuve avant d'engager une ressource sur une durée de 20 ans.

Par ailleurs, dès la fin de la période de 2017-2018, nous serons en mesure de vérifier l'hypothèse de croissance des besoins en puissance de l'ordre de 850MW sur deux ans, entre 2015-2016 et 2017-2018.

III. PÉRIODE D'ENGAGEMENT DE 20 ANS

Tel qu'indiqué dans sa demande d'intervention²⁰, le GRAME est préoccupé par la période d'engagement de 20 ans puisqu'une fois un tel contrat en vigueur, il deviendra moins rentable d'un point de vue économique de développer des programmes en gestion de la demande en puissance ou d'autres solutions alternatives de stockage énergétique.

Conséquence d'une approbation jusqu'en 2036, au lieu de 2026

Le Protocole d'entente prévoit que si la Régie n'approuvait pas le terme du Protocole d'entente jusqu'en 2036 et décidait que son terme serait plutôt celui du contrat initial (2026), les parties pourraient l'exécuter jusqu'en 2026 et Hydro-Québec transférerait les droits et obligations à Hydro-Québec Production²¹ à partir de la fin du contrat initial, jusqu'à la fin du terme en 2036.

Premièrement, le GRAME est favorable aux clauses de l'entente qui précisent que le contrat initial entre HQD et TCE se terminant en 2026 ne sera pas prolongé : *«Notwithstanding the duration of the Term, nothing in this MOU or the Definitive Agreement shall be interpreted or construed as extending the term of the ESC beyond the ESC Term.»*²²

20. Amendment to the ESC.

(...)

Finally, the Parties agree that, during the Term, all the payments, rights and benefits that the Supplier receives or shall receive pursuant to the ESC and the Suspension Agreement shall continue in full force in accordance with the terms thereof, and the rights and benefits of the Supplier under the Definitive Agreement and this MOU shall be supplemental to the entitlements of the Supplier under the ESC and the Suspension Agreement.

¹⁹ R-3864-2013, D-2014-205, par 224

²⁰ R-3925-2015, C-GRAME-0002, par 24

²¹ R-3925-2015, B-006, Protocole d'entente entre Hydro-Québec et Transcanada Energy Ltd., art. 20, al. 4

²² R-3925-2015, B-006, Protocole d'entente entre Hydro-Québec et Transcanada Energy Ltd., art. 20, al. 4

Notwithstanding the duration of the Term, nothing in this MOU or the Definitive Agreement shall be interpreted or construed as extending the term of the ESC beyond the ESC Term. (Notre souligné) (R-3925-2015, B-0006, HQD-1, doc. 2, Protocole d'entente entre Hydro-Québec et Transcanada Energy Ltd., art. 20, al. 4)

Concernant les conséquences pour le Distributeur de limiter le terme à 2026, le Distributeur nous indique qu'il devra procéder à un nouvel appel d'offres pour l'acquisition de moyens en puissance. Le GRAME en comprend que le Distributeur veut indiquer qu'au terme de 2026, il procéderait à un nouvel appel d'offres, ce qui du point de vue du GRAME est souhaitable parce que cela permet d'avoir une période de 10 ans, jusqu'en 2026 pour vérifier les hypothèses de croissance des besoins en puissance.

Dans l'éventualité où la Régie jugeait ne pas pouvoir approuver la durée de 20 ans proposée pour l'Entente mais déterminait plutôt une période se terminant à l'expiration du contrat de 2003, soit en 2026, alors le Distributeur devrait procéder à un nouvel appel d'offres pour l'acquisition de moyens en puissance. (R-3925-2015, B-020, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, réponse no 3.1)

Ainsi, dans le cas où la Régie acceptait la présente demande à titre d'amendement au contrat initial (l'ESC, de l'appel d'offres A/O-2002-02), donc déterminait que le Protocole d'entente ne constitue pas un nouveau contrat devant faire l'objet d'un appel d'offres en vertu de l'article 74.1 de la LRE, le GRAME est favorable à cette alternative, soit celle de réduire le terme à l'horizon de 2026, compte tenu du rôle du Distributeur et de son expertise en distribution.

La lettre datée du 22 mai 2015 fournie par le Distributeur en annexe A, en complément d'information à une demande de la Régie²³ confirme qu'à l'expiration du contrat d'approvisionnement en 2026, dans le cas où la Régie n'approuve pas une durée de 20 ans, les droits et engagements contractuels d'HQ en vertu de l'Entente avec TCE et de l'Entente GM pour la période débutant le 17 septembre 2026 et se terminant le 30 novembre 2036, seront attribués à HQP.

Bien que le Distributeur indique en réponse à la Régie²⁴ que cet engagement témoigne de la grande valeur de l'entente avec TCE en contribuant favorablement au bilan en puissance d'Hydro-Québec et à la fiabilité de la zone de contrôle du Québec, le GRAME est d'avis que la valeur ajoutée concernant la fiabilité de la zone de contrôle du Québec demeure à l'avantage de HQP, bien qu'elle profite à la stabilité des approvisionnements du Distributeur.

²³ R-3925-2015, B-0014, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponses 5.7

²⁴ R-3925-2015, B-0014, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponses 5.7

Conclusion et recommandations

Le GRAME est d'avis que le terme de 2026 permettrait au Distributeur de vérifier les hypothèses de croissance des besoins en puissance, afin de réduire les risques que des approvisionnements fermes de long terme soient en surplus par rapport aux besoins de son plan d'approvisionnement, donc de disposer d'une période de 10 ans, jusqu'en 2026 pour s'assurer que ses besoins additionnels en puissance sont nécessaires et indispensables.

Ainsi, dans le cas où la Régie acceptait la présente demande à titre d'amendement au contrat initial (ESC, de l'appel d'offres A/O-2002-02), donc déterminait que le Protocole d'entente ne constitue pas un nouveau contrat devant faire l'objet d'un appel d'offres selon les termes de la LRÉ, le GRAME recommande cette alternative, soit celle de réduire le terme à l'horizon de 2026, compte tenu du rôle du Distributeur et de son expertise en distribution.

IV. AVANTAGE ENVIRONNEMENTAL COMPARATIF

Le GRAME indiquait dans sa demande d'intervention²⁵ vouloir s'assurer que les coûts pour le Système de plafonnement et d'échange de droit d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE) seront évalués et permettront de réduire ceux attribués à l'achat de fourniture sur les marchés externes en puissance et en énergie pour les besoins de la pointe.

L'entente de principe entre Hydro-Québec et Gaz Métro précise que le coût du SPEDE sera une des composantes variables du prix pour le gaz naturel :

«11. Prix [...]

a) Composantes variables:

- i) prix pour la fourniture, le transport, la compression, la distribution (sous réserve de l'article 8), le SPEDE et l'équilibrage du gaz naturel en vue de sa liquéfaction prévu par les tarifs adoptés par la Régie, tels que ceux-ci peuvent être modifiés de temps à autre (présentement estimé à 24¢/m³ gazeux pour mars 2015) ; et» (notre souligné) (R-3925-2015, B-007, HQD-1, doc. 3, Entente de principe entre Hydro-Québec et Gaz Métro GNL, S.E.C., art. 11, par. a), sous-par.i)

Le GRAME souhaitait pouvoir comparer les coûts moyens annuels du SPEDE associés aux quantités (MW) d'approvisionnement en puissance des marchés de court terme identifiés au Tableau 9²⁶ (Bilan en puissance modifié) sur la durée du plan d'approvisionnement, avec le coût estimé du SPEDE à même la composante variable pour la fourniture de 500 MW de puissance qui serait fournie par la Centrale TCE. Cependant, le Distributeur nous indique ne pas pouvoir nous fournir cette information. D'une part, le

²⁵ R-3925-2015, C-GRAME-0002, par. 29

²⁶ R-3864-2013, D-2014-205, p. 54, Tableau 9, Bilan en puissance modifié

Distributeur indique que le niveau d'utilisation des marchés de court terme est indéterminé et que la provenance de ces approvisionnements est indéterminée. De plus, il précise que l'utilisation réelle de la centrale TCE est encore inconnue²⁷. En effet, en présence d'hivers chauds, celle-ci pourrait être sous-utilisée, bien que des frais fixes doivent être couverts.

Le GRAME note que SÉ-AQLPA a abordé cette question sous l'angle des émissions atmosphériques par l'étude de la solution TCE et de celle des marchés de court terme, notamment aux questions 11 et 12 de sa demande de renseignements²⁸. L'objectif du GRAME est semblable, soit de déterminer d'un point de vue environnemental si la solution de la Centrale TCE est plus avantageuse que l'importation sur les marchés de court terme, en utilisant les coûts du SPEDE, dans lesquels se reflètent directement le taux d'émission de CO₂ équivalent en fonction des facteurs d'émission.

Il est dommage que le Distributeur ne réponde pas à ces questions, du moins en fonction de sa connaissance historique de son propre usage des marchés de court terme. Le Distributeur a, sans l'ombre d'un doute, une connaissance précise de ses transactions et des fournisseurs avec lesquels il acquiert de l'énergie ou de la puissance sur ces marchés. Par ailleurs, le Distributeur compile et estime les coûts du SPEDE relatifs à ses achats sur les marchés de court terme et en demande le remboursement via ses revenus requis.

Conclusion

Le GRAME ne peut conclure en un avantage environnemental comparatif entre les deux solutions, soit entre la Centrale TCE ou encore l'utilisation des marchés de court terme, bien que selon le bilan des besoins en puissance, à partir de 2020-2021 le Distributeur aurait obligatoirement, si la tendance se confirme, à utiliser ces deux moyens d'approvisionnements, ou un moyen additionnel à celui des marchés de court terme.

Cependant, dans le cas d'un appel d'offres de long terme, le GRAME souligne que la question de l'application du critère de développement durable, entériné par la Régie dans sa décision D-2004-212 (pages 24 et 25), cité ci-dessous, doit s'intégrer au processus d'un nouvel appel d'offres, permettant l'étude de la question des émissions atmosphériques, ce qui n'a pas pu être examiné au présent dossier sur la base des informations fournies par le Distributeur, malgré les différences notées dans l'utilisation de la centrale et notamment ses arrêts et démarrages fréquents et l'impact sur le rendement énergétique²⁹.

²⁷ R-3925-2015, B-020, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, réponse no 4.1

²⁸ R-3925-2015, B-021, Réponses à la demande de renseignements no 1 d'SÉ-AQLPA, questions 11 et 12

²⁹ R-3925-2015, B-021, Réponses à la demande de renseignements no 1 d'SÉ-AQLPA, réponse no 7, a)

La Régie de l'énergie :

APPROUVE le critère non monétaire relié au développement durable applicable à tous les appels d'offres de long terme et incluant les cinq indicateurs définis précédemment;

FIXE les pointages suivants relatifs aux critères non monétaires :

Développement durable	15 points
Solidité financière	10 points
Faisabilité du projet	5 points
Expérience pertinente	5 points
Flexibilité	5 points

FIXE les pointages suivants relatifs aux indicateurs pour le critère de développement durable :

Émissions de GES	5 points
Caractère renouvelable de l'approvisionnement	4 points
Émissions de NO _x	2 points
Existence d'un système de gestion environnementale	1 point
Indicateur à caractère social	3 points

V. LE PROTOCOLE D'ENTENTE ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET TCE CONSTITUE-T-IL UNE MODIFICATION DU CONTRAT DÉCOULANT DE L'APPEL D'OFFRE A/O-2002-02

Mise en contexte

Au présent dossier, la Régie invite les intervenants à tenir compte des conclusions formulées aux décisions D-2010-109, D-2011-162, D-2012-118, D-2013-129 et D-2014-205, qui sont reprises ci-dessous.

Selon la compréhension du GRAME, l'objectif principal de ces décisions de la Régie serait de trouver des alternatives à la suspension annuelle des livraisons de la Centrale.

« [13] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet que la présente demande répond aux préoccupations qu'elle a exprimées dans certaines décisions lorsqu'elle invitait le Distributeur à trouver des alternatives à la suspension annuelle des livraisons de la Centrale. À cet égard, la Régie demande à tous les intervenants de tenir compte des conclusions formulées aux décisions D-2010-109, D-2011-162, D-2012-118, D-2013-129 et D-2014-2055 (note 5).» (R-3925-2015, D-2015-100, par. 13)

La même orientation est indiquée par la Régie au dossier R-3734-2010, (*Demande d'approbation de suspension des activités de production de la centrale de Bécancour pour l'année 2011*), elle précise s'attendre notamment à une évaluation d'autres avenues, comme l'opération sporadique en hiver de la centrale de TCE, et cela avant de suspendre la production d'électricité de Bécancour. De plus, la Régie indique dans sa décision D-2010-109, que des besoins en puissance de plus de 500 MW seront nécessaires, alors que la Centrale TCE peut fournir cette puissance à la hauteur de 547 MW pour les quatre mois d'hiver.

Le GRAME note le lien important entre l'utilisation de la centrale TCE et la question de sa suspension. La Régie semble rechercher des moyens pour utiliser la centrale TCE, au lieu de la suspendre en totalité, et cela afin de rencontrer des besoins existants en puissance en hiver.

«5.4 EXAMEN D'AUTRES AVENUES POSSIBLES

[42] La Régie réitère néanmoins qu'elle s'attend à ce que le Distributeur réévalue annuellement, avant de demander à la Régie de suspendre la production d'électricité de la centrale de Bécancour, les avantages et les coûts d'autres avenues, telle la cession de tout ou partie du contrat à des tiers de gré à gré ou par appel d'offres ou l'opération sporadique en hiver de la centrale de TCE.

[43] Par exemple et sans prétendre gérer à la place du Distributeur, la Régie constate que la centrale de TCE peut fournir une puissance de 547 MW alors que le Distributeur devrait acquérir pour les quatre mois d'hiver, dans le scénario où sa production serait suspendue en 2011, un peu plus de 500 MW de puissance par d'autres moyens.» (R-3734-2010, D-2010-109, par. 42 et 43)

Au dossier R-3748-2010, portant sur la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2011-2020, la Régie recherche un moyen de réduire les coûts de la suspension de la centrale TCE.³⁰ Au dossier R-3803-2012 (*Demande d'approbation de la suspension des activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour pour l'année 2013*), la Régie réitère l'importance de trouver une alternative à la suspension des activités de production de la Centrale.³¹

Puis au dossier R-3850-2013 (*Demande d'approbation de la suspension des activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour pour l'année 2014*), la Régie réitère la même demande, soit celle de trouver une alternative à la suspension annuelle des activités de production de la Centrale, considérant les coûts en jeu.³²

³⁰ R-3748-2010, D-2011-162, [234] Par ailleurs, la Régie est préoccupée par les coûts assumés par tous les consommateurs pour maintenir cette centrale fermée ou partiellement fermée. Elle demande donc au Distributeur d'entreprendre des discussions avec les entités susceptibles de trouver un intérêt à partager la production de la centrale de Bécancour et d'en faire rapport au plus tard dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.»

³¹ R-3803-2012, D-2012-118, par. 71 et 72

³² R-3850-2013, D-2013-129, par. 56 et 57

[56] En suivi des décisions D-2011-162 et D-2012-118, le Distributeur indique poursuivre ses démarches pouvant mener à une solution alternative à la suspension des livraisons de la Centrale qui soit plus avantageuse que celle présentée au présent dossier et en avisera la Régie au moment opportun.

[57] Considérant les coûts en jeu, la Régie réitère l'importance de trouver une alternative à la suspension annuelle des activités de production de la Centrale et demande au Distributeur de présenter un rapport à cet égard dans le cadre du dossier du plan d'approvisionnement 2014-2023.»

Finalement, au dossier R-3864-2013 (*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur*) la Régie constate que le Distributeur n'a pas inclus de contribution pour la Centrale de TCE à son bilan en puissance, alors que celle-ci pourrait avoir un impact sur son bilan en puissance.³³

Le GRAME en comprend que la Régie recherche une entente entre le Distributeur et TCE qui ferait en sorte de faire usage d'une partie de la capacité découlant du contrat initial (ESC), pour notamment (1) réduire les coûts de la suspension de la Centrale TCE et (2) rencontrer les besoins en puissance à la pointe en hiver du Distributeur. Si le Protocole d'Entente le reflétait, alors il ne s'agirait vraisemblablement pas d'un nouveau contrat, puisqu'il impliquerait une réduction des coûts de suspension de la Centrale TCE, créant une modification au contrat initial.

De l'avis du GRAME, il faut donc se poser la question si le Protocole d'Entente permettra l'usage d'une partie de la capacité de production découlant du contrat initial (ESC, de l'appel d'offres A/O-2002-02), donc éventuellement permettra une réduction des coûts pour la clientèle de la suspension des opérations de TCE pour tenir compte d'un usage partiel de la Centrale TCE à la pointe.

Si tel n'est pas le cas, bien que les parties aient conclu un Protocole d'Entente, et qu'elles le décrivent comme un amendement au contrat initial³⁴, il s'agirait dans les faits de deux contrats parallèle, dont l'un occasionnera les mêmes coûts de suspension de l'Entente initiale (ESC, de l'appel d'offres A/O-2002-02), tel que prévu au paragraphe 20 du *Protocole d'entente entre Hydro-Québec et Transcanada Energy Ltd.*³⁵.

³³ R-3864-2013, D-2014-205 : « [196] La Régie constate que le Distributeur n'a pas inclus de contribution de la centrale de TCE à son bilan en puissance. Elle juge que cette contribution pourrait avoir un impact significatif sur ce bilan. Elle demande donc au Distributeur de l'informer de l'évolution des discussions en cours avec TCE dans l'état d'avancement 2015, ou avant si une entente était conclue. »

³⁴ R-3925-2015, B-005, page 7 : L'Entente avec TCE constitue un amendement au contrat d'approvisionnement intervenu le 10 juin 2003 avec TCE (« le Contrat ») et est complémentaire à l'Entente de suspension de 2009, telle qu'amendée en 2013 (« l'Entente de suspension »), en vertu de laquelle les livraisons annuelles de la Centrale prévues au Contrat sont suspendues jusqu'en 2018 (décision D-2014-86).

³⁵ R-3925-2015, B-006, par. 20

Le Protocole d'Entente entre Hydro-Québec et Transcanada Energy Ltd

En demande d'information, le GRAME a vérifié cette hypothèse, à savoir si l'Entente avec TCE permettra de réduire les frais de suspension additionnels pour les années subséquentes à celles couvertes par la décision D-2014-086³⁶, la dernière en date du 27 mai 2014³⁷, donc de réduire les frais de suspensions de production du Contrat initial d'approvisionnement daté du 10 juin 2003 et découlant de l'appel d'offre A/O 2002-02.

Le Distributeur indique que l'Entente avec TCE n'a aucun impact sur les coûts annuels de suspension des livraisons en base.

Réponse : L'Entente avec TCE n'a aucun impact sur les coûts annuels de suspension des livraisons en base.

Référence : R-3925-2015, B-020, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, réponse 3.3

De plus, le Distributeur nous réfère à une réponse fournie à EBM³⁸, à l'effet que le Protocole d'entente avec TCE s'ajoute au contrat initial de 2003, de même qu'aux ententes de suspension pour permettre au Distributeur d'utiliser la centrale de TCE en périodes de pointe.

Concernant les demandes de suspension de la Centrale TCE, le GRAME note que ces demandes s'apparentent à des amendements à un contrat existant. Par exemple, au dossier R-3875-2014, la demande s'intitulait *Demande d'approbation des amendements à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE*. De plus, le contrat entre les parties s'intitulait *Amendment agreement*³⁹.

³⁶ R-3875-2014, D-2014-086 : [37] La Régie tient compte de la probabilité élevée que le Distributeur ait à faire face à des surplus d'électricité jusqu'au terme prévu au Contrat. Dans ce contexte, la Régie est d'avis que les conditions de suspension de livraison d'électricité de la centrale établies par l'Entente sont plus avantageuses que celles actuellement en vigueur. La Régie approuve donc l'Entente intervenue le 20 décembre 2013 entre le Distributeur et TCE ainsi que la prolongation de la suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE pour l'année 2018.

³⁷ R-3925-2015, B-006, page 3: *The Parties subsequently entered into a series of agreements regarding the suspension of electricity production at the Power Plant under the ESC, including that certain Agreement Respecting the Temporary Suspension of Electricity Production at the Bécancour Generating Station between the Parties dated June 29, 2009, as amended by the Amendment Agreement by and between the Parties dated December 20, 2013, as approved by the Régie de l'énergie (the "Régie") by Decision D-2014-086 dated May 27, 2014 (hereafter referred to collectively as the "Suspension Agreement");*

³⁸ R-3925-2015, B-018, Réponse à la demande de renseignements no 1 d'EBM, Réponse no. 2.2

³⁹ R-3875-2014, B-008

En ce qui concerne, le *Protocole d'entente entre Hydro-Québec et TransCanada Energy Ltd.*, celui-ci n'évoque aucunement que cette entente constitue une modification ou un amendement au contrat initialement prévu entre Hydro-Québec et TCE, daté du 10 juin 2003.

De plus, la demande du Distributeur au présent dossier, *Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) de Bécancour en périodes de pointe*, n'évoque pas qu'il s'agit d'une modification à un contrat déjà existant.

Lorsque l'on prend en considération le préambule du Protocole d'entente⁴⁰, celui-ci fait référence à deux (2) contrats distincts, le contrat initial (Electricity Supply Contract), daté du 10 juin 2003 et l'entente de suspension (Suspension Agreement) datée du 29 juin 2009, incluant les amendements à cette entente tels qu'approuvés par la Régie de l'énergie. Le préambule du Protocole d'entente ne mentionne pas le fait qu'il modifie ou amende ces deux contrats.

WHEREAS:

A. The Purchaser operates a public service and must provide secure, reliable and continuous electricity services to its customers in the Province of Québec;

B. The Supplier is the owner and operator of the Bécancour generating station, an electricity generation power plant located in the Bécancour Industrial Park, in the Province of Québec (the "Power Plant"), which was designed to operate as a base load plant pursuant to the terms and conditions of the Electricity Supply Contract between the Parties dated June 10, 2003 (the "ESC");

C. The Parties subsequently entered into a series of agreements regarding the suspension of electricity production at the Power Plant under the ESC, including that certain Agreement Respecting the Temporary Suspension of Electricity Production at the Bécancour Generating Station between the Parties dated June 29, 2009, as amended by the Amendment Agreement by and between the Parties dated December 20, 2013, as approved by the Régie de l'énergie (the "Régie") by Decision D-2014-086 dated May 27, 2014 (hereafter referred to collectively as the "Suspension Agreement");

D. The Purchaser has requested that the Supplier, subject to the terms and conditions set forth in this MOU and the execution and delivery of the Definitive Agreement (as defined in Subsection 13(b)), and their approval by the Régie, make available to the Purchaser the capacity of the Power Plant (the "Tolling Capacity") and produce and deliver to the Purchaser electrical energy from the Tolling Capacity using natural gas supplied by the Purchaser and only as requested by the Purchaser, as provided in Section 2; and

E. The Supplier agrees to make the Tolling Capacity available to the Purchaser and to produce and deliver to the Purchaser electrical energy from the Tolling Capacity, subject to the terms and conditions set forth in this MOU and the Definitive Agreement, and their approval by the Régie.

Référence: R-3925-2015, B-006, MEMORANDUM OF UNDERSTANDING, page 3

⁴⁰ R-3925-2015, B-006, page 1

De plus, au paragraphe D, il est fait mention que l'acquéreur, Hydro-Québec, a demandé que le fournisseur (TCE) mette à la disposition sa disposition la capacité de la centrale dans le but de produire et de livrer de l'énergie électrique, ce que le fournisseur indique consentir (paragraphe E), sous réserve de l'approbation de la Régie. Il n'est donc nullement fait mention d'un amendement additionnel à l'ESC, ni aux ententes visant la suspension de TCE, mais de la mise en disponibilité de la centrale TCE, à la demande d'Hydro-Québec.

Le GRAME soumet ainsi que contrairement à l'entente de suspension qui constituait un amendement du contrat initial, les contrats finaux qui découleront du Protocole d'entente entre les parties constituent des contrats distincts au contrat initial. Tel qu'il sera élaboré davantage en argumentation finale, l'article 20 du Protocole d'entente, intitulé *Amendment to the ESC* mérite une analyse rigoureuse par la Régie.

En effet, bien que les parties prévoient au premier alinéa de cet article, que les contrats finaux constituent un amendement au contrat initial (ESC, de l'appel d'offres A/O-2002-02), l'alinéa 2 du même article énonce que les contrats finaux ne modifient pas, ne remplacent pas et n'amendent pas les dispositions du contrat initial et de l'entente de suspension (sauf s'il est prévu expressément qu'il s'agit d'un amendement à une disposition précise de l'un de ces contrats) :

«**20. Amendment to the ESC.** The Definitive Agreement shall constitute an amendment to the ESC by adding new provisions to the ESC and shall form part of the ESC by supplementing the existing provisions thereof.

Except as may be expressly stated to be an amendment to any specific provision of the ESC and/or the Suspension Agreement in this MOU or the Definitive Agreement, this MOU does not, and the Definitive Agreement shall not, modify, replace and amend, or be construed as modifying, replacing or amending, any of the existing provisions of the ESC and the Suspension Agreement. (...)» (R-3925-2015, B-006, par. 20)

Par ailleurs, le Distributeur nous indiquait que le paiement des pénalités⁴¹ relatives à la suspension du contrat initial n'est pas modifié par le Protocole d'entente, ce qui confirme que cette entente ne constitue pas la livraison d'une partie de l'énergie électrique qui était prévue par le ESC, mais plutôt la mise à la disposition de la capacité de la centrale dans le but de produire et de livrer de l'énergie électrique.

⁴¹ R-3925-2015, B-020, Réponses à la demande de renseignements du GRAME, réponse 3.3

Conclusions et recommandations

De l'avis du GRAME, bien que la mise à la disposition de TCE permettra de répondre à l'un des objectifs précités par la Régie, soit de rencontrer les besoins en puissance à la pointe, le Protocole d'entente ne constitue pas une modification du contrat initialement conclu entre le Distributeur et TCE à la suite de l'appel d'offres A/O-2002-02, mais plutôt un nouveau contrat d'approvisionnement. Cette question de nature légale sera élaborée en argumentation finale.

Par conséquent, le GRAME recommande que le Distributeur négocie avec TCE pour que le Protocole d'Entente permette la réduction des pénalités relatives à la suspension du contrat initial pour l'usage de la centrale à la pointe du réseau, soit à la hauteur de la production envisagée dans l'Entente.

Dans le cas contraire, le GRAME recommande à la Régie de rejeter la demande du Distributeur, puisqu'elle ne satisfait pas aux exigences de la Loi sur la Régie de l'énergie (art. 74.1 et 74.2 LRE), tel qu'il sera élaboré en argumentation.

Rappelons que dans le cadre d'un appel d'offres, la loi accorde un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, de même qu'aux projets d'efficacité énergétique, sauf lorsqu'un bloc d'énergie est déterminé par règlement du gouvernement.

74.1. Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment:

1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement;

(...)

Tout projet d'efficacité énergétique, visé par un appel d'offres en vertu du paragraphe 2° du deuxième alinéa, doit satisfaire aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles.

La Régie peut dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité.

VI. AJOUTS À LA VERSION DÉFINITIVE DES CONTRATS

Dans la décision D-2015-100, la Régie a demandé au Distributeur de déposer les contrats finaux dès qu'ils seront disponibles :

«[15] Par ailleurs, **la Régie demande au Distributeur de déposer les contrats finaux dès qu'ils seront disponibles.** Elle constate, à cet égard, que les contrats devraient déjà être signés par les parties (note 6).»

En réponse à la demande de renseignements d'EBM, le Distributeur indique que les parties ont reporté au 30 juillet la date limite pour la signature de l'entente définitive :

«2.1 Veuillez fournir copie de la version définitive de l'entente dont approbation est demandée à la Régie.

Réponse : Les parties ont reporté au 30 juillet la date limite pour la signature de la version définitive de l'entente. Le Distributeur la déposera au dossier dès que possible.»⁴²

Le GRAME note que certaines définitions du Protocole d'entente seront ajoutées lors de la version définitive de l'entente. Par exemple, le **délaï pour remédier au manquement à une obligation de l'entente par une partie** (art. 3 (c)), la définition d'une **force majeure** (art.3 (e)) et le **processus de résolution des différends** (art. 24).

En conséquence, le GRAME réserve ses commentaires au sujet de ces ajouts pour l'argumentation finale.

⁴²HQD-2, doc. 5, R.2.1

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Un enjeu semble avoir été écarté de la mise à jour du bilan puissance et du bilan de la puissance additionnelle requise sur la durée du plan d’approvisionnement, si on considère une entente avec TCE jusqu’en 2036, soit la possibilité que les surplus soit écoulés via le tarif de développement économique, permettant la fin de la suspension de la centrale TCE.

À cet égard, le Distributeur n’a pas ni indiqué à la Régie de manière séparée du bilan global, l’impact potentiel de ce tarif sur ses besoins en puissance à la pointe et sur l’écoulement de ses surplus. Le GRAME est d’avis que c’est un manque important pour permettre une évaluation précise de la présente demande.

Bien qu’il soit prématuré de conclure que ce tarif remplira ses objectifs, rappelons que le décret gouvernemental 1013-2014, daté du 19 novembre 2014, indique les préoccupations notamment économiques du gouvernement, qui sont intrinsèquement liées à une connaissance du milieu des affaires, de ses besoins et de son potentiel de développement.

Par conséquent, le GRAME est d’avis qu’il est nécessaire de réduire les risques liés à la fin de la suspension de la production de la Centrale TCE en cas d’écoulement des surplus, donc de réduire les risques que la clientèle doive assumer le paiement d’une prime fixe pour l’utilisation de la centrale en période de pointe jusqu’en 2036. Dans ce cas-ci, les deux événements sont liés et ne peuvent être considérés séparément.

De plus, pour retenir le meilleur choix dans le contexte prévisionnel de la demande, il faudrait avoir plus de certitude que les hypothèses de croissance de la demande en puissance seront validées par une croissance réelle, compte tenu de la demande de la Régie⁴³ à l’égard de la prudence à faire preuve, et cela, avant d’engager une ressource sur une durée de 20 ans.

Par ailleurs, dès la fin de la période 2017-2018, nous serons en mesure de vérifier l’hypothèse de croissance des besoins en puissance de l’ordre de 850MW sur deux ans, entre 2015-2016 et 2017-2018. La disponibilité des approvisionnements des marchés de court terme milite en ce sens, puisque la contribution attendue des marchés de court terme⁴⁴ est de 1 500 MW, permettant au Distributeur d’attendre jusqu’en 2020-2021, sans l’Entente avec TCE, et bien au-delà de 2022-2023 avec les Ententes⁴⁵.

⁴³ R-3864-2013, D-2014-205, par 224

⁴⁴ R-3925-2015, B-0014, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponses 1.1

⁴⁵ R-3925-2015, B-0014, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponses 3.1, Tableau R-3.1

Par conséquent, le GRAME recommande d'agir avec prudence, puisqu'il s'agit d'un approvisionnement de long terme, et recommande à la Régie, dans le cas où elle reconnaît la présente demande à titre d'amendement à l'Entente initiale (ESC) résultant de l'appel d'offres A/O-2002-02, que soit retenue la deuxième option, soit que l'entente soit limitée au terme de 10 ans et qu'elle se termine en 2026.

Le GRAME est d'avis que le terme de 2026 permettrait au Distributeur de vérifier les hypothèses de croissance des besoins en puissance, donc de réduire les risques que des approvisionnements fermes de long terme soient en surplus par rapport à aux besoins de son plan d'approvisionnement, donc de disposer d'une période de 10 ans, jusqu'en 2026 pour s'assurer que ses besoins en puissance sont nécessaires et indispensables.

Avantage environnemental comparatif

Le GRAME ne peut conclure en un avantage environnemental comparatif entre les deux solutions, soit entre la Centrale TCE ou encore l'utilisation des marchés de court terme, bien que selon le bilan mis à jour, à partir de 2020-2021, le Distributeur devrait, si la tendance se confirme, obligatoirement utiliser ces deux moyens d'approvisionnements, ou un moyen additionnel à celui des marchés de court terme.

Cependant, dans le cas d'un appel d'offres de long terme, le GRAME souligne que la question de l'application du critère de développement durable, entérinée par la Régie dans sa décision D-2004-212 (pages 24 et 25), devrait s'intégrer au processus d'un nouvel appel d'offres, permettant l'étude de la question des émissions atmosphériques, ce qui n'a pas pu être examiné au présent dossier, malgré les différences notées dans l'utilisation de la centrale et notamment ses arrêts et démarrages fréquents et l'impact sur le rendement énergétique de la Centrale TCE⁴⁶.

Le protocole d'Entente entre le Distributeur et TCE constitue-t-il une modification du contrat découlant de l'appel d'offre A/O-2002-02

Bien que la mise à la disposition de TCE permettra de répondre à l'une des préoccupations de la Régie, soit de rencontrer les besoins en puissance à la pointe, le GRAME soumet à la Régie qu'il est d'avis que le Protocole d'entente ne constitue pas une modification du contrat initialement conclu entre le Distributeur et TCE à la suite de l'appel d'offres A/O-2002-02, mais plutôt un nouveau contrat d'approvisionnement. Cette question de nature légale sera élaborée en argumentation finale.

Par conséquent, le GRAME recommande au Distributeur de modifier son entente avec TCE afin que le Protocole d'Entente permette la réduction des pénalités

⁴⁶ R-3925-2015, B-021, Réponses à la demande de renseignements no 1 d'SÉ-AQLPA, réponse no 7, a)

relatives à la suspension du contrat initial pour l'usage de la centrale à la pointe du réseau, soit à la hauteur de la production envisagée dans l'Entente.

Dans le cas contraire, le GRAME recommande à la Régie de rejeter la demande du Distributeur, puisqu'elle ne satisferait pas aux exigences de la LRÉ. Rappelons que dans le cadre d'un appel d'offres, la loi accorde un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, sauf lorsqu'un bloc d'énergie est déterminé par règlement.

Demande de dispense de la suspension annuelle

Quant à la demande du Distributeur de le dispenser de faire approuver la suspension de la Centrale de Bécancour annuellement, le GRAME soumet que si le Protocole d'entente est considéré comme un nouveau contrat d'approvisionnement par la Régie, cette demande ne devrait pas être examinée au présent dossier et devrait plutôt faire l'objet d'une autre demande. Cependant, dans le cas où la Régie entérinerait le Protocole d'entente, le GRAME n'a pas d'objection à faire valoir quant à cette demande.