

**DÉCISION D-2011-190,
RENDUE LE 15 DÉCEMBRE 2011**

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-190

R-3780-2011

15 décembre 2011

PRÉSENT :

Jean-Paul Théorêt
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intéressés dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale

*Demande d'approbation des modalités du programme
d'achat d'électricité produite par cogénération à base de
biomasse forestière résiduelle*

Intéressés :

- Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER);
- Biogénie, division d'EnGlobe Corp. (Biogénie);
- Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ);
- FORTRESS Cellulose spécialisée (Fortress);
- Rio Tinto Alcan (RTA);
- Tembec.

INTRODUCTION

[1] Le 4 mai 2006, le gouvernement du Québec (le gouvernement) publie la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, L'énergie pour construire le Québec de demain* (la Stratégie énergétique), qui mentionne que « *Le gouvernement s'attend à ce que la petite production d'électricité favorise la mise en valeur de plusieurs nouvelles technologies énergétiques, telles les technologies utilisant la biomasse. Ce type de production décentralisée se prête effectivement très bien à la valorisation énergétique des petites quantités de rebuts forestiers [...]*¹ ».

[2] Le 26 octobre 2011, le gouvernement adopte les deux décrets suivants :

- le décret numéro 1085-2011 concernant *la capacité maximale de production visée dans un programme d'achat d'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière résiduelle* (le Règlement)²;
- le décret numéro 1086-2011 concernant *les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un programme d'achat d'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière résiduelle* (le Décret)³.

[3] Le 17 novembre 2011, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver, en vertu de l'article 74.3 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi)⁴, les modalités du programme d'achat d'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière résiduelle (le Programme). Il demande également à la Régie de prendre acte du contrat type qui sera utilisé dans le cadre du Programme.

[4] Le 22 novembre 2011, la Régie demande au Distributeur de publier sur son site internet un avis, publié sur son propre site, dans lequel elle précise la procédure d'examen de la demande et invite toute personne intéressée à lui transmettre ses observations au plus tard le 5 décembre 2011.

¹ *L'énergie pour construire le Québec de demain – La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, ministère des Ressources naturelles et de la Faune, 2006, page 78.

² (2011) 143 G.O. II, 4820.

³ (2011) 143 G.O. II, 4851.

⁴ L.R.Q., c. R-6.01.

[5] Les 1^{er}, 2 et 5 décembre 2011, les intéressés suivants transmettent des observations écrites : l'AQPER, Biogénie, le CIFQ, Fortress, RTA et Tembec.

[6] Le 12 décembre 2011, le Distributeur réplique aux observations soumises par les personnes intéressées. La Régie prend alors le dossier en délibéré.

1. OBJECTIFS DU PROGRAMME

[7] Le Distributeur indique que le Programme vise l'achat de 150 MW d'électricité tout en permettant la valorisation de la biomasse forestière résiduelle par la production d'électricité et de vapeur dans les régions du Québec.

2. MODALITÉS DU PROGRAMME

GÉNÉRALITÉS

[8] Le Distributeur mentionne que le Programme comprendra les cinq étapes suivantes :

- diffusion de la documentation reliée au Programme;
- réception des soumissions;
- analyse des soumissions;
- octroi des contrats; et
- signature des contrats.

[9] De plus, le Distributeur indique qu'il mandatera la firme Raymond Chabot Grant Thornton S.E.N.C.R.L. pour agir comme son représentant officiel (le Représentant officiel) lors de chacune des étapes du Programme.

ÉCHÉANCIER DU PROGRAMME

[10] Les soumissions peuvent être déposées à partir de la date de lancement du Programme et jusqu'à sa date de fin qui correspond à la plus hâtive de l'une des deux dates suivantes, soit deux ans après la date de lancement du Programme ou, à la date de signature du dernier contrat permettant d'atteindre les quantités recherchées par le Distributeur.

ADMISSIBILITÉ

[11] Les projets doivent satisfaire aux exigences exprimées au Règlement et au Décret afin d'être admissibles au Programme. Outre la nécessité de respecter ces exigences, une soumission ne pourra être admissible que si elle porte sur un projet qui se conforme à toutes les exigences du Programme, qu'elle a été dûment complétée et accompagnée de tous les documents exigés au Programme⁵.

[12] De plus, le Distributeur précise qu'à défaut de respecter ces exigences, les soumissions seront jugées non conformes.

PROCESSUS D'OCTROI DES CONTRATS

[13] Le Distributeur soumet qu'il procédera à l'ouverture et à l'analyse de la conformité des soumissions dans l'ordre qui correspond à la date et l'heure de leur dépôt au bureau du Représentant officiel.

[14] L'ordre de priorités des soumissions retenues sera établi sur la base du principe que la première soumission jugée conforme, sera la première soumission retenue pour l'octroi d'un contrat.

[15] Dans le cadre de son analyse d'une soumission, le Distributeur se réserve le droit de demander des éclaircissements au soumissionnaire, au moyen d'une demande de

⁵ Pièce B-0004, pages 6 à 9.

renseignements. À défaut de fournir les informations demandées dans le délai imparti, le Distributeur transmettra un avis de non-conformité au soumissionnaire.

[16] Un soumissionnaire qui recevrait un avis de non-conformité perdrait son rang. Le soumissionnaire pourrait toutefois déposer une nouvelle soumission ou compléter sa soumission initiale en transmettant au Représentant officiel les documents manquants décrits à l'avis de non-conformité. Un nouveau rang serait alors attribué au soumissionnaire au moment du dépôt de sa nouvelle soumission ou des documents manquants à sa soumission initiale au bureau du Représentant officiel.

[17] Lorsqu'une soumission sera jugée conforme aux exigences du Programme, le Distributeur transmettra un avis d'acceptation au soumissionnaire. Le soumissionnaire sera ainsi avisé que sa soumission est retenue et qu'il doit convenir d'un contrat avec le Distributeur dans un délai de trois mois suivant la date de réception de l'avis d'acceptation. Le Distributeur pourra, au besoin, proroger ce délai.

[18] Le contrat sera alors en vigueur à compter de sa date de signature. Le Distributeur se réserve le droit de ne pas octroyer un contrat à un soumissionnaire si ce dernier ou l'un de ses partenaires, associés ou actionnaires est en défaut de payer un montant dû à Hydro-Québec.

[19] Le Distributeur dépose un schéma illustrant le processus d'analyse d'une soumission et d'octroi d'un contrat⁶.

Contrat type d'achat d'électricité

[20] Le Distributeur dépose un contrat type⁷. Il soutient que le contrat type utilisé auprès des soumissionnaires contient, entre autres, les exigences applicables aux livraisons d'énergie recherchées et décrites au Programme. De plus, les termes et conditions des contrats à intervenir avec les soumissionnaires retenus seront conformes aux modalités approuvées au Programme et chacun des projets retenus fera l'objet de son propre contrat.

⁶ Pièce B-0006, annexe 2.

⁷ Pièce B-0007, annexe 3.

[21] Dans l'éventualité où le Distributeur ne peut s'entendre avec un soumissionnaire sur les dispositions du contrat, il pourra mettre fin aux discussions avec le soumissionnaire, après lui avoir donné un préavis de sept jours. Enfin, le Distributeur ajoute que les contrats conclus seront entièrement publics et qu'ils seront publiés sur son site internet.

Établissement du prix d'achat de l'électricité

[22] Le Distributeur soumet que, conformément au Décret, il fixe le prix d'achat de l'électricité à un niveau comparable au prix moyen obtenu lors de l'appel d'offres A/O 2009-01.

[23] L'appel d'offres A/O 2009-01, lancé par le Distributeur en 2009, visait l'achat de 125 MW d'électricité produite par cogénération à la biomasse. À la suite de cet appel d'offres, six contrats d'approvisionnement en électricité ont été signés, pour un total de 52,9 MW de puissance contractuelle. Le coût unitaire actualisé de l'électricité livrée en vertu de ces contrats se situe entre 8,8 ¢/kWh et 12,0 ¢/kWh, pour un prix moyen de 10,6 ¢/kWh, excluant les coûts de transport et les pertes⁸.

[24] Le Distributeur fixe donc le prix d'achat de l'électricité qui sera livrée en vertu du Programme à 10,6 ¢/kWh au 1^{er} janvier 2012. Le Distributeur soumet que ce prix sera indexé annuellement jusqu'à la date garantie de début des livraisons, puis par la suite et pour la durée du contrat, selon l'indice des prix à la consommation (IPC) au Canada⁹.

[25] En cas de retard du début des livraisons, l'indexation du prix de l'électricité sera suspendue entre la date garantie de début des livraisons et la date réelle de début des livraisons.

[26] Dans le cadre du dépôt de sa demande d'approbation des contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2009-01, le Distributeur avait déposé une étude réalisée en 2010 par la firme Merrimack Energy Group¹⁰, dont l'objectif était d'évaluer la compétitivité des soumissions retenues. Sur la base de différentes sources d'informations (dont les programmes d'achat comparables en Ontario et au Vermont), le prix moyen d'achat de l'électricité produite à partir de

⁸ Dossier R-3731-2010, HQD-2, document 1.

⁹ Statistiques Canada, série CANSIM v41690973, 2002=100.

¹⁰ Dossier R-3731-2010, HQD-2, document 1, annexe 5.

biomasse était alors évalué à 11,0 ¢/kWh, sans ajustement pour les frais de transport et les pertes, et à 10,7 ¢/kWh une fois prise en compte le taux de change actuel¹¹.

[27] Le Distributeur soumet que ce prix est comparable au prix moyen obtenu lors de l'appel d'offres A/O 2009-01 ainsi qu'aux résultats de l'étude de balisage sur les marchés limitrophes. En ce qui a trait aux critères d'admissibilité au Programme, de même qu'à la taille des projets susceptibles d'y participer, le Distributeur considère que ce prix permettra de rencontrer les exigences du Programme.

Garanties financières

[28] Le Distributeur soumet que dans les contrats à intervenir, il exigera des fournisseurs qu'ils déposent des garanties pour couvrir leurs engagements contractuels pour la période antérieure au début des livraisons (garanties de début des livraisons) et pour la période postérieure au début des livraisons (garanties d'exploitation). Les dispositions relatives aux garanties sont présentées à l'article 25 du contrat type¹².

Attributs environnementaux

[29] Le Distributeur indique que tous les attributs environnementaux, éventuellement associés à la production d'électricité d'une centrale, seront sa propriété exclusive. Les dispositions relatives aux attributs environnementaux sont présentées à l'article 24.2 du contrat type¹³.

INTÉGRATION DES CENTRALES AU RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC

Coûts de l'intégration

[30] Conformément aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, les travaux d'intégration de chaque centrale au réseau d'Hydro-Québec seront réalisés par Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur), qui en assumera les coûts jusqu'à concurrence du montant maximal applicable, fixé au moment de la signature de

¹¹ En supposant un taux de change de 1,02 (\$ CA/\$ US), plutôt que 1,07 utilisé dans l'étude.

¹² Pièce B-0007, annexe 3.

¹³ *Ibid.*

l'entente de raccordement, multiplié par la nouvelle puissance maximale à intégrer et transporter sur le réseau.

[31] Tout excédent du coût réel des travaux d'intégration de la centrale au réseau intégré d'Hydro-Québec, incluant le remboursement du poste de départ, au-delà de l'allocation maximale en vigueur, sera payable en totalité par le fournisseur. En signant l'entente de raccordement, ce dernier s'engage à fournir les garanties financières requises et à assumer tous les coûts qui lui incombent, le tout conformément aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*.

Démarches à effectuer auprès du Transporteur

[32] Le Distributeur indique que pour pouvoir soumettre un projet dans le cadre du Programme, le soumissionnaire devra d'abord demander au Transporteur de réaliser une étude exploratoire ou une étude d'intégration. Le soumissionnaire devra d'ailleurs joindre à sa soumission un avis émis par le Transporteur attestant du dépôt de la demande du soumissionnaire. Le coût de cette étude sera aux frais du soumissionnaire.

[33] À la suite de l'étude d'intégration et selon l'envergure et la complexité du projet, le Transporteur pourra réaliser une étude d'avant-projet, auquel cas une convention d'avant-projet devra être conclue entre le soumissionnaire et le Transporteur. Si l'étude d'intégration ou l'étude d'avant-projet révèle que les coûts d'intégration au réseau sont supérieurs aux montants assumés par le Transporteur et qu'ils compromettent la viabilité du projet, le fournisseur aura la possibilité de résilier le contrat dans un délai de 30 jours, comme prévu à l'article 17 du contrat-type.

[34] En cas d'abandon du projet, le coût de l'étude d'avant-projet devra cependant être assumé par le fournisseur.

3. COÛTS PRÉVUS DU PROGRAMME

[35] En posant les hypothèses que l'objectif du Programme de 150 MW sera atteint à l'horizon 2015 et que les projets généreront 1,2 TWh d'énergie en 2016, le Distributeur prévoit des coûts d'achat annuels de l'ordre de 136 M\$, indexés annuellement à l'IPC. Le

Distributeur présente au tableau suivant les coûts d'achat annuels de l'ordre de 136 M\$, indexés annuellement à l'IPC. Ce tableau illustre le coût annuel des achats prévus sur la période 2012 à 2016.

TABLEAU 1
COÛTS PRÉVUS¹⁴

	2012	2013	2014	2015*	2016
Prévision de mises en service (en MW)*	-	50	100	150	150
Énergie annuelle prévue (TWh)**	-	0,0	0,4	0,8	1,2
Prix en vigueur (¢/kWh)	10,6	10,8	11,0	11,2	11,5
Coût des achats M\$ courants	-	4	47	93	136

* Mises en service en décembre.

** Hypothèse de coefficient de livraison annuel : 90 %.

Traitement réglementaire

[36] Conformément au Décret, le Distributeur intégrera le coût des achats d'électricité en vertu du Programme à son coût de service. Le traitement réglementaire de ces coûts sera identique à celui de l'ensemble des achats d'électricité post-patrimoniale du Distributeur.

4. SUIVI DU PROGRAMME

[37] Le Distributeur suggère, en suivi du Programme, la mise en place du processus suivant :

- Les documents reliés au lancement du Programme seront préalablement déposés à la Régie.
- En cours de Programme, le Distributeur avisera la Régie, le cas échéant, de la survenance de situations susceptibles de compromettre le Programme et son déroulement.

¹⁴ Pièce B-0001, page 15.

[38] Le Distributeur propose également de produire dans le Rapport annuel du Distributeur (article 75 de la Loi) un suivi indiquant, pour les contrats visés, sur une base mensuelle, les quantités d'énergie livrée et d'énergie rendue disponible et le détail des montants facturés pour l'énergie.

5. OBSERVATIONS DES INTÉRESSÉS

[39] Tout en saluant l'initiative gouvernementale permettant la valorisation de la biomasse forestière résiduelle, les six intéressés formulent des observations, commentaires et recommandations ciblés et précis sur la demande du Distributeur et le Programme.

[40] L'essentiel de ces observations touche principalement trois sujets, soit le coefficient de livraison contractuelle, les attributs environnementaux ainsi que le prix d'achat de l'électricité, incluant le mécanisme d'indexation.

COEFFICIENT DE LIVRAISON

[41] L'AQPER constate que l'engagement du fournisseur n'a trait qu'à la quantité totale d'énergie qu'il est tenu de livrer au cours de chaque année du contrat et qu'aucune contrainte, en termes de puissance souscrite, ne lui est imposée. Bien que selon elle, cette approche procure au producteur la marge de manœuvre nécessaire pour optimiser sa production, l'AQPER considère que cette flexibilité pourrait être améliorée en faisant passer de 80 % à 75 % le coefficient de livraison de la centrale sur une base annuelle.

[42] Pour sa part, le CIFQ s'oppose à l'établissement d'un coefficient de livraison qu'il considère comme étant une clause contractuelle contraignante pouvant limiter la participation au Programme ou encore influencer le bon fonctionnement des opérations de production d'une usine.¹⁵ L'intéressé rappelle qu'une telle condition n'apparaît ni au Décret, ni au Règlement et conclut que cette exigence du Distributeur ne pourra être rencontrée par les fournisseurs en raison de contraintes opérationnelles. Advenant le maintien d'un coefficient de livraison dans les critères d'admissibilité et au contrat type,

¹⁵ Pièce D-0003, pages 3 et 4.

le CIFQ propose que ce dernier soit abaissé à 70 %, de manière à ce que très peu de projets ne soient bloqués en raison de ce critère.

[43] Tembec propose que le coefficient de livraison contractuel ne fasse pas partie des conditions d'admissibilité au Programme. Selon elle, le Décret ne prévoit nullement une telle condition et l'imposition d'un coefficient de livraison de 80 % serait un non sens. En effet, pour rencontrer ce coefficient, un fournisseur devra nécessairement recourir à une forme d'énergie secondaire pour atteindre le minimum de 80 %, ce qui provoquera une augmentation des coûts de production de la vapeur.

ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

[44] Le CIFQ constate que la proposition du Distributeur, selon laquelle il sera titulaire de l'ensemble des attributs environnementaux associés à la production d'électricité, s'écarte de l'approche antérieurement retenue. Le CIFQ soumet que, dans le contexte de l'adoption d'une nouvelle réglementation relative à la mise en œuvre d'un système de plafonnement et d'échanges sur les émissions de gaz à effet de serre, la proposition du Distributeur ne peut qu'occasionner de la confusion et faire naître des litiges.

[45] Soulignant que les droits que le Distributeur désire acquérir ne pourraient lui être valablement transférés, le CIFQ demande à la Régie de maintenir l'approche utilisée dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-01 soit, de laisser au fournisseur les attributs environnementaux découlant de la production d'électricité.

[46] Étant d'avis que la proposition du Distributeur constitue un changement de son orientation à l'égard des attributs environnementaux, par rapport à l'appel d'offres A/O 2009-01, Fortress demande à la Régie d'éliminer du programme la cession inconditionnelle des attributs environnementaux en faveur du Distributeur et de permettre que le fournisseur en demeure propriétaire.

[47] Tembec soumet qu'en laissant tous les attributs environnementaux au Distributeur, le Programme ne favoriserait pas la compétitivité des entreprises dans le contexte d'une réglementation environnementale de plus en plus sévère. L'intéressée recommande que le contrat type soit modifié de façon à reconnaître que le fournisseur est titulaire de tous les attributs environnementaux éventuellement associés à la production d'électricité de la centrale.

[48] Enfin, RTA croit que l'inclusion forcée des attributs environnementaux restreint pour le Distributeur et, ultimement, pour ses clients, l'accès à un marché libre et concurrentiel. En s'accaparant des attributs environnementaux, le Distributeur se priverait d'un potentiel d'offres de fournisseurs dont l'intention serait de conserver et valoriser ces attributs environnementaux, alors que l'inclusion de ceux-ci n'est pas un élément essentiel du Programme. L'intéressée suggère au Distributeur de postuler une valeur pour ces attributs environnementaux et de laisser les fournisseurs décider de les inclure ou non¹⁶.

PRIX D'ACHAT ET INDEXATION

[49] L'AQPER soumet que le Distributeur ne propose pas à la Régie un prix de départ conforme à l'esprit et à lettre du Décret et ne permet pas d'assurer un développement optimal des projets au bénéfice des régions, tel que le demande le gouvernement. L'intéressée demande à la Régie d'enjoindre le Distributeur à reformuler l'article 13 du contrat type ainsi que toute autre partie dudit contrat se référant au prix, afin que ce dernier se conforme au Décret, c'est-à-dire, qu'il soit indexé à partir de 2009 pour établir le prix de départ au 1^{er} janvier 2012.

[50] Évoquant un exode de biomasse vers l'Ontario en raison d'un prix de 13,8 ¢/kWh offert pour la production par biomasse, Biogénie considère, quant à elle, que le prix offert par le Distributeur est nettement trop bas et dissuadera les promoteurs potentiels. En effet, l'intéressée rappelle que les deux contrats octroyés à des producteurs d'électricité à partir de biomasse issue de résidus forestiers dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-01, l'ont été à un prix moyen pondéré de 11,1 ¢/kWh. En considérant l'IPC et le facteur d'indexation en découlant, soit environ 5,3 %, l'intéressée estime que ce prix devrait être ajusté à 12,6 ¢/kWh comme base au Programme.

[51] Tout en reconnaissant que le prix d'achat de l'électricité de 10,6 ¢/kWh, proposé par le Distributeur, représente le prix moyen des contrats obtenus en septembre 2009 à la suite de l'appel d'offres A/O 2009-01, le CIFQ soumet que c'est plutôt la moyenne des prix obtenus pour l'achat d'électricité produite à partir de biomasse provenant de résidus forestiers qui doit être la référence, soit un prix de 11 ¢/kWh. Par ailleurs, l'intéressé estime que le prix proposé par le Distributeur n'est pas un prix actualisé, contrairement à ce que ce dernier prétend, mais plutôt le prix moyen au 1^{er} septembre 2009. En

¹⁶ Pièce D-0001, page 2.

conséquence, l'intéressé soumet que le prix devant apparaître à l'article 13.1 du contrat type serait non pas 106 \$/MWh, mais plutôt 116 \$/MWh.

[52] Plus précisément, sur le mécanisme d'indexation proposé par le Distributeur, cet intéressé ajoute que le recours au seul IPC est une approche trop restrictive. Puisque les coûts de transport peuvent représenter une part importante des coûts d'approvisionnement et que l'opération hivernale des chaudières nécessitera l'utilisation de combustibles fossiles, le CIFQ propose l'inclusion de l'index des prix à la rampe de produits pétroliers ou du gaz naturel dans le mécanisme d'indexation.

[53] Considérant que les plans d'approvisionnement en biomasse forestière résiduelle devront dorénavant être approuvés par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) et que la formule d'indexation proposée ne comporte pas de composante liée au prix du mazout léger, Fortress propose que la tarification applicable soit fixée à l'intérieur d'une fourchette variant de 10,6 ¢/kWh à 12,0 ¢/kWh, selon les particularités régionales de chaque projet soumis.

[54] Tembec soumet, pour sa part, que le prix proposé par le Distributeur n'est pas conforme au Décret. En effet, tout en reconnaissant que le prix de 10,6 ¢/kWh représente le prix moyen de l'appel d'offres A/O 2009-01, l'intéressée affirme que ce prix n'a pas été indexé annuellement afin de représenter la valeur réelle en dollars 2011, ce qui serait, selon elle, contraire à l'article 3 du Décret. L'intéressée, sans proposer de valeur précise, demande à ce que le prix d'achat d'électricité fixé par la Régie permette d'assurer le développement optimal des projets, afin de maintenir des emplois dans les régions, tout en minimisant le risque pour les consommateurs d'électricité.

6. RÉPONSE DU DISTRIBUTEUR AUX COMMENTAIRES DES INTÉRESSÉS

[55] Le Distributeur répond à certaines observations des intéressés dans sa réplique.

COEFFICIENT DE LIVRAISON

[56] Le Distributeur, ayant pris en considération les observations des intéressés quant à la disposition relative au coefficient de livraison contractuel, convient d'abaisser le coefficient de livraison contractuel à 70 %. Ce faisant, le Distributeur soutient qu'il tient compte des préoccupations exprimées par le gouvernement, afin d'assurer la réalisation et le développement des projets au bénéfice des régions du Québec.

[57] À cet égard, le Distributeur dépose le document du Programme ainsi qu'un contrat type amendé pour tenir compte d'un coefficient de livraison contractuel de 70 %¹⁷.

ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

[58] En ce qui a trait aux attributs environnementaux, le Distributeur précise d'abord que, lors de l'appel d'offres A/O 2009-01, la propriété de ces attributs avait été laissée aux fournisseurs, afin de tenir compte de dispositions à l'égard des émissions de gaz à effet de serre contenues dans les préoccupations alors émises par le gouvernement à l'égard de ce bloc d'énergie.

[59] Selon le Distributeur, les préoccupations du gouvernement émises dans le cadre du Programme sont différentes, ce qui motive les dispositions contractuelles proposées.

[60] Le Distributeur soutient que l'incertitude à l'égard des revenus potentiels reliés aux attributs environnementaux fait en sorte qu'ils ne peuvent être pris en considération dans l'établissement des revenus qui assureront *a priori* la rentabilité du projet de cogénération. De tels revenus potentiels ne pourraient, selon lui, contribuer ni à l'obtention du financement requis, ni à susciter l'intérêt des investisseurs dans un tel projet.

[61] Compte tenu que le Distributeur s'engage à acheter l'électricité à un prix fixé à l'avance, quelle que soit la conjoncture sur le marché de l'électricité, il juge opportun de faire bénéficier sa clientèle des éventuels revenus reliés à la mise en marché des attributs environnementaux.

¹⁷ Pièce B-0010, pages 1 et 8 révisées; pièce B-0011, annexe 3 révisée.

PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

[62] Abordant d'abord le cadre réglementaire régissant l'approbation du Programme, le Distributeur, citant l'article 3d du Décret, soumet que le prix d'achat de l'électricité en vertu du Programme, fixé à 10,6 ¢/kWh, correspond au prix moyen de l'électricité livrée en vertu des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2009-01, prix qui sera d'ailleurs indexé annuellement à compter du 1^{er} janvier 2012.

[63] De plus, le Distributeur précise que les critères d'admissibilité de même que les exigences sous-jacentes aux projets soumis dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-01 étaient, à son avis, différents de ceux des projets admissibles au Programme.

[64] Premièrement, l'appel d'offres A/O 2009-01 était limité à des nouvelles installations de cogénération, les installations existantes n'étant pas admissibles.

« 2. le bloc d'énergie produit au Québec à partir de nouvelles installations de cogénération à la biomasse [...] »¹⁸

[65] Le Programme, pour sa part, est ouvert aux nouvelles installations de cogénération de même qu'aux installations existantes.

« 3.a. Le Programme devrait viser une nouvelle installation de cogénération à la biomasse forestière résiduelle, une installation inopérante depuis plus de six mois consécutifs avant le lancement du programme ou une installation bénéficiant d'un contrat de vente d'électricité avec Hydro-Québec dans la mesure où ce contrat vient à échéance avant la fin du programme »¹⁹.

[66] Deuxièmement, l'appel d'offres A/O 2009-01 prévoyait que le fournisseur devait verser au Distributeur une partie ou la totalité des montants reçus comme primes d'encouragement à la production d'énergie renouvelable et comme aides financières pour la réduction de la consommation de mazout lourd²⁰. Le Programme quant à lui ne prévoit pas de telles dispositions. Tous les fournisseurs qui recevraient de telles primes ou

¹⁸ Décret 916-2008 du 24 septembre 2008 édictant le *Règlement sur l'énergie produite par cogénération à la biomasse*.

¹⁹ Décret 1086-2011 du 26 octobre 2008.

²⁰ Articles 24.5 et 24.6 des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2009-01.

subventions, ou toutes autres formes de subventions qui pourraient les aider à réaliser leur projet, n'auraient pas à les verser au Distributeur.

[67] Troisièmement, le Programme vise exclusivement l'industrie forestière et prévoit que le fournisseur a la responsabilité d'avoir un client-vapeur. Le fournisseur pourra donc bénéficier de revenus additionnels de ventes de vapeur ou éviter des coûts s'il l'utilise plutôt dans ses procédés de fabrication.

[68] Répliquant spécifiquement à Biogénie, le Distributeur précise que le prix offert en vertu du Programme ne peut être comparé au prix de 13,8 ¢/kWh offert en Ontario. Il s'agirait en effet d'un prix de départ dont seulement 20 % est indexé à l'IPC, alors que 80 % du prix reste fixe pour la durée du contrat. De plus, ce prix vaudrait uniquement pour des centrales de biomasse de 10 MW et moins, dont les coûts d'intégration de la centrale au réseau seraient assumés par les fournisseurs et non nécessairement des centrales de cogénération, comme c'est le cas pour le Programme. De plus, les centrales ontariennes existantes ne seraient pas admissibles à ce Programme.

[69] En conclusion, le Distributeur estime qu'en regard des spécificités du Programme, le prix offert de 10,6 ¢/kWh au 1^{er} janvier 2012, combiné à une clause d'indexation au 1^{er} janvier de chaque année civile pour la durée du contrat est un prix juste, raisonnable et approprié pour les installations admissibles au Programme et répond aux préoccupations du gouvernement. En outre, le Distributeur estime que rien ne permet de conclure qu'une bonification du prix de l'électricité aurait un quelconque effet sur l'atteinte des 150 MW recherchés dans le cadre du Programme.

AUTRES COMMENTAIRES

[70] Le Distributeur précise que des projets visant l'augmentation de la capacité d'une centrale existante peuvent être admissibles au Programme, dans la mesure où l'ajout peut être qualifié de « *nouvelle installation de cogénération à la biomasse forestière résiduelle* » au sens du Programme.

[71] Rappelant que l'AQPER mentionne que les contrats qui seront signés avec les fournisseurs devraient prévoir une plus grande souplesse quant à la perte d'un client-vapeur, le Distributeur rappelle que le Programme vise des projets de cogénération. Selon le Distributeur, l'exigence du contenu énergétique de la vapeur de procédé qui est décrite à l'article 5.5 du contrat type en est une provenant du gouvernement et prévue au

Décret. Dès lors, le Distributeur soumet qu'il ne peut modifier les dispositions contractuelles pour appliquer le mécanisme que suggère l'AQPER.

[72] De plus, le Distributeur rappelle que l'article 7.3 du contrat type prévoit déjà des modalités applicables en cas de perte d'un client-vapeur avant la cinquième année d'exploitation de la centrale, notamment une suspension temporaire des pénalités pour défaut de livrer l'énergie contractuelle dans le cas où le fournisseur d'électricité cesse de produire de l'électricité parce que son client-vapeur cesse de consommer la vapeur de procédé.

[73] Enfin, le Distributeur soumet que contrairement à ce qu'affirme l'AQPER, il n'est pas plus exigeant que le MRNF en matière d'approvisionnement.

[74] Selon le Distributeur, l'exigence d'admissibilité relative aux approvisionnements en biomasse forestière résiduelle se limite à la simple obtention par le fournisseur d'un avis positif émis par le MRNF en ce qui a trait au plan d'approvisionnement en biomasse forestière résiduelle de la centrale de cogénération. Le Distributeur n'exige pas des fournisseurs qu'ils déposent, dans le cadre de leurs soumissions, des contrats d'approvisionnement en biomasse forestière résiduelle ou autres combustibles.

[75] En ce qui a trait à l'affirmation de l'AQPER selon laquelle les exigences contractuelles, liées aux pièces justificatives que peut exiger le Distributeur quant aux livraisons de biomasse forestière résiduelle et de combustibles secondaires, excèderaient les préoccupations indiquées par le gouvernement au Décret, le Distributeur soumet que cette exigence lui permettra de s'assurer, en cours de contrat, du respect de certaines exigences du Programme, notamment que la biomasse forestière résiduelle utilisée par la centrale correspond à un minimum de 75 % du combustible utilisé pour la production totale d'électricité de la centrale. Selon le Distributeur, il est essentiel qu'il puisse vérifier, en cours de contrat, le respect des exigences du Programme.

CONCLUSION DU DISTRIBUTEUR

[76] Le Distributeur réitère les conclusions de sa demande relative à l'approbation des modalités du Programme par la Régie en tenant compte de la modification du coefficient de livraison contractuel.

[77] Le Distributeur soutient que le Programme proposé et ses modalités répondent aux préoccupations exprimées par le gouvernement, en offrant un prix juste et équitable à l'industrie visée, comparable au prix moyen obtenu lors de l'appel d'offres A/O 2009-01, tout en s'assurant de répondre aux besoins de sa clientèle.

7. OPINION DE LA RÉGIE

[78] La Régie prend note des observations des intéressés et de la réponse du Distributeur et elle formule les commentaires suivants.

[79] La demande du Distributeur se fonde sur l'article 74.3 de la Loi. Cette disposition confère à la Régie le pouvoir d'approuver les modalités d'un programme d'achat d'électricité. Comme le souligne d'ailleurs avec justesse le Distributeur, il s'agit des modalités reliées aux conditions administratives ainsi qu'aux modalités financières du Programme.

[80] Le Programme pour lequel le Distributeur demande une approbation de la Régie découle de l'adoption par le gouvernement du Règlement et du Décret.

[81] D'une part, le Règlement prévoit que la capacité maximale admissible d'une centrale de cogénération à la biomasse forestière résiduelle d'un producteur qui participe à un programme d'achat du Distributeur doit être égale ou inférieure à 50 MW. Aux fins du Programme, le Règlement définit ce que le gouvernement entend par biomasse forestière résiduelle.

[82] D'autre part, le Décret prévoit que le Distributeur doit considérer certaines caractéristiques dans l'élaboration de son programme d'achat d'un bloc de 150 MW, dont notamment le type d'installation visée, le prix d'achat de l'électricité, le contenu énergétique et la durée du Programme.

[83] Enfin, le Décret prévoit que le coût d'achat de l'électricité provenant du Programme devra être pris en compte dans l'établissement du coût de service du Distributeur et que la contribution du Programme est incluse dans l'état d'avancement du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur déposé à la Régie le 1^{er} novembre 2011.

[84] La Régie tient d'emblée à préciser que les critères d'admissibilité de même que les exigences sous-jacentes aux projets soumis dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-01 ne sont pas les mêmes que ceux des projets qui sont admissibles au Programme. Plusieurs différences existent, notamment en ce que l'appel d'offres A/O 2009-01 était limité à des nouvelles installations de cogénération, excluant donc les installations existantes, alors que le Programme est, quant à lui, ouvert aux nouvelles installations de cogénération de même qu'aux installations existantes. Les investissements sont alors d'une ampleur différente.

[85] De plus, les articles 24.5 et 24.6 des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2009-01 prévoyaient que le fournisseur devait verser au Distributeur une partie ou la totalité des montants reçus comme primes d'encouragement à la production d'énergie renouvelable et comme aides financières pour la réduction de la consommation de mazout lourd. Le Programme ne prévoit pas de telles dispositions. Tous les fournisseurs qui recevraient des primes ou des subventions en aide à la réalisation de leur projet n'auraient pas à les verser au Distributeur.

[86] La Régie note que plusieurs intéressés demandent que le prix d'achat offert par le Distributeur soit indexé pour tenir compte du temps écoulés entre 2009 et le 1^{er} janvier 2012. Le CIFQ propose également que le prix d'achat corresponde à la moyenne des prix obtenu pour l'achat d'électricité produite à partir de biomasse provenant de résidus forestiers et que le mécanisme d'indexation choisi soit plus flexible, en y incluant un indice des prix à la rampe de produits pétroliers ou encore celui du gaz naturel.

[87] Le Distributeur propose d'offrir 10,6 ¢/kWh, soit le prix moyen de l'électricité livrée en vertu des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2009-01 et d'indexer ce prix annuellement à partir du 1^{er} janvier 2012 à partir du même indice de prix utilisé dans les contrats issus de l'appel d'offres A/O 2009-01.

[88] En cette matière, la Régie constate que le Décret parle d'un prix comparable au prix moyen obtenu en vertu des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2009-01 et d'une

indexation annuelle, sans faire de distinction entre l'un ou l'autre des contrats sur la base de la biomasse utilisée et sans préciser l'outil permettant d'indexer le prix d'achat.

[89] À la lumière du Décret et compte tenu de ce qui précède, la Régie est satisfaite de la proposition du prix d'achat d'électricité du Distributeur, de la preuve soumise par le Distributeur et de ses commentaires à l'égard du prix d'achat. En outre, la Régie partage l'avis du Distributeur selon lequel le prix d'achat offert est un prix juste, raisonnable et approprié pour les installations admissibles au Programme.

[90] En ce qui a trait aux attributs environnementaux, la Régie constate, comme l'a mentionné le Distributeur, que les préoccupations indiquées par le gouvernement dans le cadre du présent Programme ne portent que sur la compétitivité des entreprises dans les régions du Québec.

[91] La Régie est d'avis que la valeur des attributs environnementaux est incertaine et ne devrait pas être un élément qui pourrait affecter les décisions d'investissement des participants potentiels au présent Programme.

[92] La Régie considère qu'en s'engageant à payer un prix fixé d'avance comprenant une formule d'indexation, c'est le Distributeur et, par conséquent, ses clients, qui assument le risque lié à la conjoncture du marché de l'électricité. Par conséquent, elle est d'avis que d'éventuels revenus provenant d'attributs environnementaux devraient bénéficier à la clientèle du Distributeur.

[93] La Régie accepte les suivis suggérés par le Distributeur et lui demande de déposer les documents prévus au paragraphe 37 de la présente décision en suivi administratif. Elle accepte également la proposition du Distributeur de déposer, dans le cadre de son rapport annuel, le suivi mensuel des quantités d'énergie livrée, des quantités d'énergie rendue disponible et le détail des montants facturés pour chacun des contrats en cause.

[94] La Régie demande au Distributeur de l'informer de la date officielle de lancement du Programme et de toute modification au Programme incluant, le cas échéant, sa cession ou sa résiliation.

[95] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande du Distributeur;

APPROUVE les modalités du Programme;

DEMANDE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes et conditions énoncées dans la présente décision

PREND ACTE du contrat type amendé qui sera utilisé par le Distributeur dans le cadre du Programme.

Jean-Paul Théorêt
Régisseur

Représentants :

- Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER) représentée par M. Jean-François Samray;
- Biogénie, division d'EnGlobe Corp. (Biogénie) représentée par M. John W. Arsenault, ing.;
- Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ) représentée par M^e Pierre Pelletier;
- FORTRESS Cellulose spécialisée (Fortress) représentée par M. Marco Veilleux;
- Hydro-Québec représentée par M^e Jean-Olivier Tremblay;
- Rio Tinto Alcan (RTA) représentée par M^e Benoît Pepin;
- Tembec représentée par M. Yvon Pelletier.