



**APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ
RÉSEAUX AUTONOMES**

**ÉNERGIE PRODUITE PAR COGÉNÉRATION À LA
BIOMASSE FORESTIÈRE RÉSIDUELLE
RÉSEAU AUTONOME D'OBEDJIWAN**

APPEL DE PROPOSITIONS A/P 2016-01

CONFÉRENCE PRÉPARATOIRE

COMPTE RENDU

**Tenue au Hilton Québec
Salle Les Plaines
Québec, Québec, Canada**

Le 30 novembre 2016

MISE EN GARDE

Le présent compte rendu résume les éléments discutés lors de la conférence préparatoire. L'information présentée ne saurait constituer un addenda ou une modification au document d'appel de propositions. La lecture de ce compte rendu ne saurait en aucune façon remplacer une lecture attentive du document d'appel de propositions incluant ses annexes. Toute modification au contenu du document d'appel de propositions est faite par l'émission d'un addenda.

1. CONTEXTE

Tel que prévu au document d'appel de propositions A/P 2016-01 pour l'achat d'énergie produite par cogénération à la biomasse forestière résiduelle pour alimenter le réseau autonome d'Obedjiwan, une conférence préparatoire s'est tenue à Québec, le 30 novembre 2016. Le présent compte rendu résume le contenu de cette séance. Les sections 2 à 5 portent sur la présentation du document d'appel de propositions. La section 6 contient les questions adressées aux représentants d'Hydro-Québec Distribution par les participants ainsi que les réponses qui ont été données.

Une copie des diapositives utilisées lors de la présentation est disponible sur le site Internet d'Hydro-Québec Distribution à l'adresse suivante :

www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois

2. MOT DE BIENVENUE

Madame Alexandra Clermont, du cabinet de services professionnels Raymond Chabot Grant Thornton & Cie, Représentant officiel d'Hydro-Québec Distribution dans le cadre du présent appel de propositions, souhaite la bienvenue à tous les participants à la conférence préparatoire. Elle explique son rôle au cours de cette conférence, qui consistera principalement à agir comme modérateur et à s'assurer que les participants qui désirent poser des questions à Hydro-Québec Distribution, lors de la période de questions qui se tiendra à la deuxième partie de cette conférence, puissent le faire de façon ordonnée. Elle présente l'équipe d'Hydro-Québec Distribution et explique la logistique de la conférence. Par la suite, elle cède la parole à M. Richard Lagrange, chef Planification et fiabilité à la Direction approvisionnement en électricité.

3. PRÉSENTATION

M. Richard Lagrange fait un court mot de bienvenue.

Il mentionne que l'objectif de la conférence préparatoire est de s'assurer que les soumissionnaires aient la meilleure compréhension possible du contexte de l'appel de propositions et de ses modalités. Il rappelle que les services de RCGT ont été retenus pour agir à titre de représentant officiel au cours du processus et jusqu'à l'octroi du contrat d'approvisionnement. Il mentionne que le contrat d'approvisionnement devra faire l'objet d'une approbation déposée à la Régie de l'énergie ultérieurement. Il mentionne que tous les documents relatifs à cet appel de propositions sont disponibles sur le site Web du Distributeur depuis le seize (16) novembre dernier.

Il mentionne aussi qu'il n'y a rien dans les informations qui seront communiquées aujourd'hui qui peut ou qui doit être interprété comme une modification du document d'appel de propositions, un avis juridique ou une opinion juridique. En effet, à chaque fois qu'Hydro-Québec Distribution procède à une modification des règles applicables à l'appel de propositions, la modification doit faire l'objet de l'émission d'un addenda au document d'appel de propositions.

Il invite par la suite M. Bruno Ménard, délégué commercial – Approvisionnement énergétique à la Direction Approvisionnement en électricité, à présenter les principales modalités de l'appel de propositions.

Après avoir décrit le plan de la présentation, M. Ménard présente une mise en contexte de l'appel de propositions. Il précise que par son appel de propositions, Hydro-Québec Distribution recherche un fournisseur qui s'engage à construire, exploiter et entretenir une nouvelle centrale de cogénération à la biomasse forestière dans le cadre d'un contrat d'approvisionnement en électricité. Il rappelle également que la conclusion de ce contrat a pour but de réduire les coûts de production, coûts globaux de production d'électricité de ce réseau autonome, ainsi que les impacts environnementaux associés à la fourniture d'électricité en remplaçant la source d'approvisionnement. Le fournisseur devra assurer la fiabilité de l'alimentation et de prendre en considération les besoins, exigences et préoccupations du milieu. Les principales caractéristiques du contrat d'approvisionnement vont être : une puissance installée et une énergie contractuelle que le fournisseur aura proposées, une combinaison optimale du prix du kilowattheure (kWh) par rapport à la quantité d'énergie, le contrat aura une durée de vingt-cinq (25) ans, et Hydro-Québec recherche à mettre en place des technologies qui sont éprouvées.

Par après, M. Ménard précise le rôle des principales parties au processus d'appel de propositions, en débutant par le rôle de la Direction Approvisionnement en électricité. Il poursuit avec le rôle de la Régie de l'énergie qui est notamment d'approuver le contrat d'approvisionnement en électricité qui aura été signé avec le fournisseur retenu à la fin du processus de sélection.

M. Ménard informe les participants du rôle du Représentant officiel, Raymond Chabot Grant Thornton & Cie. qui consiste à accompagner le Distributeur dans le processus d'appel de propositions et à participer aux principales interventions, dont la conférence préparatoire, les inscriptions des soumissionnaires, etc.

Il poursuit avec le rôle du Milieu local, identifié comme étant la communauté d'Obedjiwan, représentée par le conseil des Atikamekw d'Obedjiwan, entité avec laquelle le soumissionnaire devra conclure une entente de partenariat. Il propose de consulter le site Web de la communauté www.opiticiwan.ca où toute l'information supplémentaire se retrouvera.

M. Ménard poursuit la seconde partie de la présentation en traitant successivement de l'admissibilité à déposer une soumission, incluant l'appui du milieu local, du produit recherché et de la quantité d'énergie qu'il propose de livrer à Hydro-Québec sur le réseau, du programme des livraisons horaires qu'il entend respecter. Pour ce qui est des caractéristiques du produit recherché qui peut être proposé, M. Ménard rappelle que le soumissionnaire a accès à de l'information fournie par Hydro-Québec Distribution sur son site Web soit : les courbes de charges horaires historiques pour les quatre dernières années, la prévision de la croissance (celle publiée au Plan d'approvisionnement), les caractéristiques d'exploitation de la centrale existante, les caractéristiques du réseau et du comportement de la charge et les exigences de raccordement et d'exploitation de la nouvelle centrale. M. Ménard rappelle que la centrale existante va demeurer opérationnelle et que l'intégration au réseau de l'énergie sera supervisée par Hydro-Québec.

Il est par la suite question de la maturité technologique, de l'adaptation des équipements aux conditions climatiques, de la propriété des attributs environnementaux produits par la nouvelle centrale de même que des dommages qui devront être payés si l'énergie livrée annuellement est inférieure à 90% de l'énergie admissible. La date de début des livraisons pourra être fixée par le soumissionnaire en autant qu'elle ne dépasse pas la date du premier (1^{er}) décembre deux mille vingt (2020).

Quant au prix et à la quantité d'énergie, il précise qu'il devra être indexé à l'indice des prix à la consommation (IPC), ou encore une indexation fixe proposée par le soumissionnaire. Il est par la suite donné un aperçu des garanties financières à être fournies par le fournisseur retenu (garanties de début des livraisons, garanties d'exploitation, garanties des frais d'intégration).

M. Ménard poursuit avec la troisième partie de la présentation qui traite du processus de sélection en indiquant que ce dernier est composé de trois (3) étapes.

La première étape consiste à évaluer les soumissions en tenant compte de quatre (4) exigences minimales (participation du Milieu local, contrôle du site d'implantation du projet, expérience du soumissionnaire et minimisation des émissions de GES).

La deuxième étape permet d'évaluer les soumissions sur la base du profil annuel des livraisons horaires proposées par le soumissionnaire.

Le classement à la troisième étape se fait sur la base du coût unitaire d'électricité en tenant compte des coûts d'intégration de la nouvelle centrale, des coûts inhérents à l'exploitation de la centrale existante, i.e. qu'Hydro-Québec Distribution évalue ces coûts en considérant la quantité d'énergie que cette centrale devra continuer de produire pour combler les besoins non rencontrés par la nouvelle centrale, de même que tout autre coût imputable à la nouvelle centrale. Il est à noter que quant au coût de raccordement de la nouvelle centrale, le soumissionnaire doit prendre en compte les coûts du poste de départ dans l'établissement de son prix puisqu'aucun remboursement n'est offert pour le poste de départ, ni pour son exploitation.

La prochaine partie porte sur les engagements contractuels qui seront reflétés au contrat-type (annexe 6) du document d'appel de propositions. Les principaux engagements contractuels reposent sur les quantités, le prix, la durée du contrat (25 ans), la date garantie de début des livraisons (qui ne doit pas excéder le premier (1^{er}) décembre deux mille vingt (2020)). M. Ménard expose ces derniers et aborde successivement ces principales caractéristiques et souligne que le soumissionnaire peut soumettre jusqu'à deux variantes de son offre principale et que toutes les offres, principales ou variantes, sont analysées d'une façon individuelle.

En conclusion, M. Ménard aborde l'aspect communications et échéancier. Il rappelle que toutes les communications relatives à cet appel de propositions doivent se faire par l'entremise du site Web d'Hydro-Québec Distribution à l'adresse suivante :

www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebécois

Il reprend également les principales dates à retenir qui figurent au document d'appel de propositions, à savoir le 13 janvier 2017 qui est la date limite de dépôt du formulaire d'inscription à l'appel de propositions (avis d'intention de soumissionner), le 21 avril 2017 qui est la date limite de dépôt des questions, le 17 mai 2017 qui est la date limite de dépôt des soumissions et le 18 mai 2017 qui est la date d'ouverture publique des soumissions. Il mentionne finalement que l'annonce des résultats est prévue, à titre indicatif, le 19 septembre 2017.

La présentation effectuée est disponible sur le site Web d'Hydro-Québec Distribution à la rubrique intitulée *Présentation*.

4. PÉRIODE DE QUESTIONS

Madame Alexandra Clermont, du cabinet de services professionnels Raymond Chabot Grant Thornton & Cie, procède à l'ouverture de la période de questions. La liste des questions et des réponses fournies est présentée ci-après à la section 6.

5. MOT DE LA FIN

Madame Alexandra Clermont clôt la séance de questions et cède la parole à M. Richard Lagrange qui remercie tous les participants pour leur participation à la conférence. Il rappelle l'obligation de s'inscrire à l'appel de propositions au plus tard le 13 janvier 2017, pour pouvoir déposer une soumission au plus tard à 16hres le 17 mai 2017 pour une ouverture en présence du Représentant officiel le 18 mai 2017.

Il rappelle également qu'Hydro-Québec Distribution s'engage à répondre à toutes les questions qui lui sont adressées par un inscrit dûment inscrit jusqu'au 21 avril 2017 et que les questions/réponses seront affichées sur le site Web d'Hydro-Québec Distribution sans identifier le demandeur. Toute communication relative à l'appel de propositions doit être adressée via le site Web d'Hydro-Québec Distribution.

6. QUESTIONS ET RÉPONSES DE LA CONFÉRENCE PRÉPARATOIRE

Dans cette section, les questions des participants sont identifiées « **Q-** » et les réponses d'Hydro-Québec Distribution « **R-** ».

Q-1

La logique sous-jacente à l'appel de propositions veut qu'une entreprise dépose une proposition avec une quantité d'énergie et un prix, en dollars 2016 assujetti à une formule d'indexation. Le soumissionnaire devra pouvoir couvrir sa capitalisation et ses coûts d'opération. Mais là, on arrive dans la notion de centrale existante qui continue à être exploitée en parallèle et qui engendre des frais qui doivent être couverts.

Donc, faut-il comprendre que le coût net prix en compte dans votre dernière étape de classement sera le coût de la capitalisation plus deux coûts d'opération?

R-1

Le promoteur aura un contrat d'approvisionnement de 25 ans avec Hydro-Québec et ce contrat sera en fonction de la quantité offerte par le promoteur, et au prix qu'il a offert, indexé selon la formule qu'il aura choisie. Ce sont les revenus qui entreront dans les coffres du promoteur.

Hydro-Québec a l'obligation de continuer à exploiter la centrale existante pour assurer la fiabilité de l'alimentation du réseau.

Si la proposition du promoteur ne suffit pas à rencontrer la charge totale du réseau ou qu'elle n'est pas en mesure de réagir adéquatement aux fluctuations rapides du réseau, ou pour quelle qu'autre raison que ce soit, Hydro-Québec doit disposer des équipements de production qui

permettent d'assurer la fiabilité.

Donc, dans l'évaluation de la proposition faite par un promoteur, Hydro-Québec tiendra compte du coût qu'il nous propose, par exemple dix cents du kilowattheure (0,10 \$/kWh), et évaluera, en fonction du profil de production que le promoteur lui propose, si la centrale existante doit être présente sur le réseau, et dans quelle mesure elle doit être présente. Si c'est le cas, alors le coût relié à l'exploitation de la centrale existante sera tenu en compte pour l'évaluation du coût global.

Le but recherché avec des appels de propositions est de réduire le coût actuel d'exploitation ou d'alimentation des réseaux autonomes. Il faut qu'au final le coût qu'on va payer au promoteur, plus, s'il y a lieu, le coût pour que la centrale d'Hydro-Québec soit également présente soit inférieur à qu'il en coûte actuellement.

Q-2

Je comprends votre réponse. En complémentaire à ça, à l'annexe 4, aux pages 3, articles 1.4, 1.5, on parle des groupes diesel. Et on y parle notamment de leur taux. Notamment à l'article 1.5, on parle, il est accepté que donc les groupes opèrent au minimum du trente pour cent (30 %) en question. Et à 1.4, là, la contrainte de trente pour cent (30 %) de moteur diesel pour limiter la production, et le fait de dire qu'il faut qu'il continue à fonctionner pour finalement être opérationnel ou être prêt à partir, là. Donc, pouvez-vous préciser cet élément-là dans le calcul? Parce que ce n'est pas clair, pour ceux qui l'ont lu... en tout cas, on était peut-être très mauvais en compréhension de texte, là, mais ce n'est pas clair à savoir, finalement, il tourne ou il ne tourne pas?

R-2

Compte tenu des considérations d'exploitation ou des caractéristiques techniques de nos centrales diesel, si nous devons partir un groupe, on doit au minimum le partir à trente pour cent (30 %) de sa capacité pour éviter qu'il s'encrasse et pour assurer le bon fonctionnement.

Il y a une charge minimale. Alors, ce qui doit être considéré par les promoteurs, c'est que, en fonction de la charge du réseau, imaginez qu'on ait une charge de cent mégawatts (100 MW) en tout temps, flat. Ce n'est pas du tout représentatif, là, mais imaginez que cette est présente huit mille sept cent soixante (8 760) heures par année, trois cent soixante-cinq (365) jours par années, vingt-quatre (24) heures par jour, à cent mégawatts heure (100 MWh). Si le promoteur offre, par exemple, quatre-vingt-quinze mégawatts heure (95 MWh) à chacune des heures, donc il remplit presque totalement la charge du réseau, mais pas totalement. Le petit cinq qui manque, nous, on n'a pas le choix de partir un groupe diesel. Et notre groupe en fonction des caractéristiques techniques qui sont indiquées dans l'annexe, va peut-être générer l'équivalent de trente mégawatts heure (30 MWh).

Donc là, même s'il en manquait juste cinq MWh à votre proposition, je dois tenir compte dans le calcul que j'ai un groupe à côté qui va devoir produire à trente mégawatts heure (30 MWh) pour répondre aux besoins du réseau. Et c'est la somme de ces deux éléments-là qui va entrer dans le calcul.

Q-3

Je vais renchéris sur la première question, je pense que ça lui a brûlé les lèvres de la poser, là. Évidemment, si vous évaluez les soumissions en fonction de votre coût plus du nôtre, si on n'a pas votre profil de coût de la centrale, ça ne nous aide pas à optimiser notre soumission. Surtout en parlant, par exemple, que vous avez besoin d'une charge minimum de trente pour cent (30 %). Ça ressemble à ça, hum? C'est une question que vous auriez pu poser?

Est-ce que ça va être possible? Est-ce que c'est quelque chose qui pourrait devenir disponible, le profil de coût de la centrale en fonction de la charge? Le coût du mégawatt en fonction de la charge? Ça nous permet d'optimiser... Parce que là, ça ne sert à rien d'essayer de vous fournir quatre-vingt-quinze mégawatts (95 MW) si, en haut de soixante-dix (70), comme dans votre exemple, le coût pour le moteur diesel est considéré.

R-3

On peut peut-être donner un élément de fond sur notre dossier. C'est un élément assez difficile à évaluer, je vous dirais. On l'a globalement, là. Ce qui arrive, c'est qu'on a quatre groupes dans la centrale qui ne sont pas des puissances équivalentes.

La centrale thermique existante possède je crois, de mémoire, deux groupes de mille six cents kilowatts (1 600 kW), un de mille cent kilowatts (1 100 kW), puis un de quatre cents kilowatts (400). Donc, c'est sûr que ça nous donne un avantage et un inconvénient. Ça nous donne une flexibilité si, pour reprendre l'exemple précédent, on a une faible puissance à combler. Pour ajuster notre trente pour cent (30 %), on va prendre le meilleur groupe qui soit.

Toutefois, on a quand même des indisponibilités de groupe pour en faire l'entretien, en faire la maintenance, ou des fois des défaillances ou des interventions comme ça, donc c'est difficile de garantir que le groupe, disons de quatre cents kilowatts (400 kW), va être disponible au bon moment, il y a toutes sortes d'aléas. Il est donc difficile de fournir le coût en fonction d'un profil minimum; je ne pense pas que c'est quelque chose qui soit disponible actuellement.

Q-4

Mais vous allez devoir l'évaluer en fonction des propositions? Vous allez devoir le faire, cet exercice-là?

R-4

Oui, nous allons devoir le faire, vous avez raison.

C'est premier appel de propositions qu'on fait, alors on avance avec vous sur ce sujet. Ce qu'on a comme évaluation, eh bien, on connaît nos coûts évidemment, mais avoir un profil horaire du coût, je ne sais pas si nous iront aussi finement que ça, honnêtement, dans l'analyse.

Q-5

Ça n'a peut-être pas besoin d'être aussi fin, mais ça pourrait être par plages de mégawatts, là?

R-5

S'il y a un addenda à faire, nous le ferons.

Q-6

Ça pourrait être par plages de mégawatts?

R-6

Oui. S'il y a un addenda à faire, on va le préciser dans les documents publics, là. Mais on va peut-être prendre un coût moyen, de dire bon, bien voici, en moyenne, ça nous revient à X cents du kilowattheure pour être présent sur le réseau.

Q-7

Oui. Ou ça peut être des plages de mégawatts, là. Disons entre zéro et trente (30), ça coûte tant. Ça nous aiderait en tout cas peut-être à évaluer des variantes.

R-7

À première vue, c'est un peu l'exercice, là, compte tenu de la complexité qu'on va avoir à faire ces analyses-là, je pense qu'on va y aller plus sur un coût moyen, global. Le coût moyen à Obedjiwan revient à tant de cents du kilowattheure, il est publié. On le publie à titre indicatif dans le dossier tarifaire.

Q-8

Mais on serait tous évalués sur la même base?

R-8

Oui.

Q-9

Et quel est ce coût?

R-9

Présentement le coût, ce qu'on appelle le « coût évité en énergie », qui est une

Balise, qui donne une idée, là, c'est trente-six cents du kilowattheure (0,36 \$/kWh) à Obedjiwan.

Ce coût est déjà dans un document officiel, dans le dossier tarifaire qui a été déposé à la Régie le premier (1er) août dernier.

Q-10

Habituellement, on reçoit dans les appels d'offres publics, la grille d'évaluation, et les critères qui sont évalués avec le poids pour chacun des critères. Est-ce que vous avez déjà fait une grille comme ça, ou vous pensez la fournir?

R-10

En fait, ce qu'on expliquait plus tôt c'est que le processus est comme suit : on va essentiellement, dans un premier temps, vérifier si les exigences minimales qui figuraient dans le document sont respectées. Dans un deuxième temps, on va en faire l'évaluation des propositions pour la quantité mais de façon générale, on fait une évaluation sur les coûts. Le coût est le critère de sélection.

Q-11

Le contrat est pour une période de vingt-cinq (25), essentiellement. L'attribution des CAFS, en biomasse forestière au Québec, typiquement a été pour des périodes plus courtes que ça. J'aimerais vous entendre sur la réconciliation entre l'approvisionnement en matière biomasse sur une durée de vingt-cinq (25) ans, puis les pénalités associées à l'approvisionnement pour un contrat d'une durée de vingt-cinq (25) ans.

R-11

En fait, simplement, ce qu'on peut vous dire actuellement c'est que, évidemment, de concert avec la communauté, l'intention est donc de s'assurer que la biomasse produite par la scierie va être utilisée en priorité, donc il y a des volumes qui sont précisés là-dedans. La responsabilité d'assurer l'approvisionnement en biomasse de la centrale va incomber au fournisseur. C'est donc dire que Hydro- Québec n'ajustera pas son contrat en diminuant les quantités que le fournisseur s'engage à nous livrer, en tenant compte de la disponibilité de la biomasse forestière. C'est donc dire que l'approvisionnement doit venir de la scierie. Et si éventuellement il se produisait quelque chose et que la scierie ralentissait, diminuait ses activités ou même fermait, à ce moment-là c'est la prérogative du fournisseur toujours d'essayer de voir s'il ne peut pas obtenir de la biomasse forestière, par exemple soit de l'extérieur de la région en la faisant venir, ou autrement, par exemple en négociant des contrats d'approvisionnement en biomasse auprès de scieries de la région ou autres. Mais dans les faits, on n'offre aucune garantie à ce niveau-là.

Q-12

Je comprends, c'est standard dans l'ensemble des contrats que vous avez, la formule d'indexation. Par contre, je voudrais vous amener juste sur le fait que la biomasse forestière, cinquante pour cent (50 %) des coûts d'opération vont être à peu près l'achat et la nécessité de la biomasse forestière. Et elle, elle est tributaire au quart du prix du diesel pour l'approvisionnement derrière ça. Est-ce qu'il y a moyen de réfléchir à une formule d'indexation qui va être différente? Parce que dans les faits, il y a une énorme corrélation entre la valeur de la biomasse qui va être disponible à la scierie et le prix du diesel pour le transport et de la matière ligneuse debout dans la forêt à la scierie, et donc des résidus à l'usine.

R-12

On a évidemment réfléchi à cette question-là par le passé,

et puis on l'a fait dans ce cas-là aussi. Hydro-Québec ne veut pas assumer le risque associé, le risque de fluctuation de prix de l'énergie associé à une fluctuation du prix des combustibles. On est comme vous. Nous, on veut réduire notre coût global de production d'un kilowattheure dans

le réseau en question. Évidemment, sur cette base-là, on n'est pas disposés à s'engager à assumer le risque de fluctuation du prix des combustibles.

Q-13

Je comprends, mais vous comprenez évidemment que de l'autre côté, qu'actuellement, vous le vivez, le risque.

R-13

On le vit actuellement, oui, effectivement. On ne peut pas le nier. Mais dans une perspective où on regarde dans une perspective de long terme, une façon de réduire nos coûts d'approvisionnement, notre intention, c'est de transférer cette responsabilité-là au fournisseur, et non d'avoir à l'assumer. Parce que dans le fond, nous évidemment, on fait nos propres prévisions de l'évolution du prix des combustibles. On doit le considérer quand on détermine nos coûts actuellement. Mais dans une perspective où on veut pouvoir essentiellement réduire nos coûts d'approvisionnement, on ne veut pas, on ne veut plus assumer ce risque-là.

Q-14

O.K. Donc, ce serait à l'industrie, ou de concert avec divers partenaires financiers à développer un instrument de couverture sur cette fluctuation-là?

R-14

Je vais juste faire un complément. Pour ce qui est de la biomasse, dans les conditions du milieu, que vous pourrez consulter sur le site, il y a des exigences reliées à la quantité de biomasse qui doit être achetée auprès de la scierie, en termes de quantités, en termes de prix, puis on m'indique également que la formule d'indexation est également incluse dans les informations qui sont sur le site de la communauté. Alors, en termes de gestion du risque, vous pourrez voir la quantité, le prix et la formule d'indexation.

Q-15

Je voulais aborder la question des gaz à effet de serre. Comment allez-vous tenir compte de cette dimension dans l'établissement des coûts? Je vais préciser si vous voulez. Les gaz à effet de serre, il y a dans le système de plafonnement des échanges, il y a que les gaz à effet de serre ont une valeur, si vous voulez, ou une taxe dans les autres provinces. Il me semble que ça devrait rentrer dans l'équation globale des coûts, et je voulais savoir comment est-ce que vous allez en tenir compte.

R-15

C'est considéré, je vais vous le dire inversement. Dans l'évaluation que l'on fait du coût pour exploiter le réseau d'Obedjiwan, comme dans l'ensemble des réseaux autonomes, on tient compte des coûts du SPEDE, le système de plafonnement pour les droits d'émission, et on tient compte de l'indexation de ces droits-là. Pour ceux qui sont familiers, il y a une indexation qui est assez coûteuse, là, on parle de cinq pour cent (5 %) par année plus l'IPC. Si bien que dans l'évaluation de la proposition qui va nous être faite par un promoteur au niveau de la biomasse, on va voir le prix qui nous est offert, avec la formule d'indexation, et on va comparer ça avec notre coût pour

exploiter notre centrale, qui intègre, elle, des coûts reliés au SPEDE. Donc, c'est de cette façon-là qu'on capte l'économie des SPEDE, parce qu'à Hydro-Québec, on les a dans nos coûts, et on voit l'évolution, versus ce qui nous sera proposé. Et c'est là qu'on capte cette valeur-là, c'est-à-dire par le biais de la réduction de la consommation du fuel.

Évidemment, tout ce qui va être intégré par biomasse, c'est autant de diesel qu'on n'aura pas à brûler, donc autant de SPEDE à ne pas payer.

Q-16

Dans les documents du Conseil de bande, on parle de cinquante dollars (50 \$) la tonne métrique verte. Est-ce qu'il y a une spécification détaillée de ce que comprend cette tonne métrique verte, donc la quantité de copeaux, la quantité d'écorces, de sciure, le taux d'humidité? Est-ce que c'est quelque part déjà là, ou c'est tout à être négocié et entendu par la suite?

R-16

La meilleure façon répondre à cette question, c'est qu'elle soit adressée à la communauté. Pour le moment, les documents évoquent ce que vous mentionnez là, les gens ont certainement les réponses, mais je pense que c'est ce qu'il y a de mieux à faire afin de leur laisser la possibilité, finalement, d'informer les gens sur le projet comme tel. Je pense que vous devriez leur adresser la question, et ils sont en mesure d'y répondre, n'ayez crainte.

Q-17

C'est peut-être une question que je devrai adresser aussi à la communauté, est-ce qu'on a besoin d'envisager les emplacements pour disposer des cendres?

R-17 Représentant HQD

Je vous répondrais la même chose. Malheureusement on ne peut pas vous répondre. Cette question doit être adressée à la communauté. Les questions qui leur sont adressées officiellement seront répondues officiellement et divulgués à tous les soumissionnaires.

En fait, comme vous le disiez tantôt, l'objectif est de s'assurer que les gens, tous les gens vont avoir la réponse en même temps. De la même façon, si vous avez une question à nous adresser sur le processus d'appel de propositions, eh bien, on les reçoit et on prépare les réponses qu'on publie sur notre site Internet de façon à les rendre accessibles à tous.

R-17 Représentant du Conseil des Atikamekw d'Opitciwan

On peut répondre à vos questions.

Donc, à la question qui a été posée sur la définition de la biomasse et sa caractérisation : sur notre site, on va retrouver, et puis si ce n'est pas encore fait, ça va être ajouté sous peu, les quantités de biomasse, la balise ultime de la biomasse, les volumes qui vont être disponibles et aussi la caractéristique de la matière. Donc, est-ce qu'on a des résidus de biomasse, tels que l'écorce, sciures, planures, etc. Les quantités ultimes vont être fournies sur le site.

Je pense que ça répond à la première question.

Pour la deuxième question concernant les cendres : Oui, effectivement, on prend en compte l'emplacement pour l'entreposage des cendres, cendres volantes, cendres de grille. Puis, plus que ça, on va devoir aussi démontrer la réutilisation de ces cendres-là. Il y a des projets, il y a beaucoup de choses qui ont été faites depuis l'époque où les premières centrales ont été développées, donc on s'attend aussi à ne pas juste faire l'entreposage, mais plutôt à réutiliser la matière dans différentes applications.

Q-18

Donc, ce que j'ai compris tantôt, c'est que la valeur actualisée nette des crédits carbone va être prise en compte dans votre calcul pour l'évaluation du coût, ou de l'avantage comparatif de cette centrale-là par rapport à la situation actuelle?

R-18 HQD

Oui.

Q-19

Je comprends également en lisant les documents, puis encore une fois, excusez-moi, j'ai peut-être des lacunes en compréhension de texte, mais que l'état des quatre centrales qui sont là ont un âge vénérable de quarante et un (41) ans. Est-ce qu'on a bien calculé?

R-19 HQD

Nous n'avons pas l'âge exact, là, actuellement. Mais oui, effectivement, ça fait plusieurs années.

Q-20

O.K. Et donc, ce faisant, à défaut d'une solution gagnante, il va devoir y avoir remplacement. Une remise à neuf en tout cas, si ce n'est pas ça, ça va être de renipper le moteur au complet et tout le système électrique qui vient avec, là? Donc, ça aussi va devoir faire partie de notre calcul?

R-20 HQD

Bien, en réalité, actuellement la centrale, elle est maintenue, entretenue. Bon, les moteurs, par exemple, c'est un des équipements importants du système, mais au fond, lorsqu'il atteint un certain nombre d'heures de fonctionnement, bien il y a des réfections complètes qui sont effectuées. Ça fait qu'on parle globalement, c'est sûr, de la pérennité, là, que vous adressez. Mais c'est pour vous dire que la centrale est maintenue en opération, puis tout notre plan d'investissement, au fond, là, il est connu par rapport à ça. Ça fait qu'on n'a pas annoncé de fin de vie de l'installation. Puis ce qu'on dit, au fond, dans l'appel de propositions, c'est que si le producteur, le promoteur peut produire la totalité de la puissance, bien notre centrale va être là en en back-up. Ça fait que les heures moteur puis tout seront réduites. Au fond, il va falloir réévaluer en fonction des scénarios qui vont être étudiés.

Q-21

Au minimum, elle va être testée, et puis roulée sur une certaine hauteur.

R-21 HQD

Bien, c'est sûr qu'il y a des repérages, là. Pour la maintenance, pour s'assurer de la fiabilité, il y a des repérages qui vont devoir être faits, des choses comme ça, là.

Dans l'évaluation qu'on va faire, on cherche vraiment à remplacer le plus possible l'utilisation du diesel par la proposition qui va nous être soumise par les promoteurs. Donc, on va tenir compte, dans l'évaluation du projet sur vingt-cinq (25) ans, ce qu'il en coûte, comme je disais tout à l'heure, d'intégrer la production proposée par le promoteur, ce qu'il en coûte pour opérer notre centrale, puis ce qu'il en coûte également en termes de coûts évités, qu'est-ce qu'on va éviter comme investissement pour assurer la pérennité de notre centrale pour les vingt-cinq (25) prochaines années.

On compare vraiment, là, si je le mets bien simple, un scénario où on est comme on est aujourd'hui, avec la centrale thermique à Obedjiwan, avec des travaux d'investissement requis sur les vingt-cinq (25) prochaines années pour assurer la pérennité, pour assurer le refurbishing et tout ça, des gaz à effet de serre, tout ça. Donc, on regarde vraiment ce qu'il nous en coûterait si on ne change rien à notre façon de faire aujourd'hui, versus ce qu'il va en coûter avec la proposition du promoteur. Et là, on cherche à voir l'économique de tout ça, tenant compte que si la proposition du promoteur ne répond pas à tous les besoins, bien, il y a certains coûts que nous, on va continuer d'avoir à assumer. Et on doit également tenir compte, dans l'équation, des coûts d'intégration de votre centrale au réseau. La fiabilité, les GES. Bon, l'exploitation, c'est ça. O.K., c'est ça. Donc, c'est ça qu'on fait comme calcul pour le projet d'appel de propositions.

Q-22

Donc, on a un extrait, page 2, article 1.1, deuxième paragraphe. On y lit, fin de la deuxième ligne : « L'utilisation maximale de la biomasse forestière, le tout en respectant les conditions d'exploitation, et ainsi de suite. » Est-ce que ça signifie que, comme dans d'autres contrats de biomasse, la biomasse forestière peut, dans certaines proportions, être remplacée ou complémentée avec d'autres intrants pour maximiser la teneur calorifique?

R-22 HQD

En fait, si j'ai bien compris votre question, est-ce que vous faites référence au contenu énergétique minimum de la biomasse?

Oui.

C'est ça. Oui, effectivement, on tient compte, en imposant une exigence minimale de soixante-quinze pour cent (75 %), essentiellement on tient en considération le fait que vous pouvez requérir à un combustible pour démarrer, dans certaines circonstances, éventuellement la centrale, dépendant aussi des caractéristiques de la biomasse, son taux d'humidité ou quoi que ce soit, la centrale doit pouvoir fonctionner avec un combustible d'appoint, pour pouvoir notamment être démarrée. On ne pouvait pas exclure cette chose-là qui fait partie de la réalité des choses.

Q-23

C'est clair. Et idéalement, un combustible carboneutre, sinon il faut le déduire?

R-23 HQD

Bien sûr.

Q-24

Encore une question qui devrait être dirigée vers le Conseil de bande, mais je la pose quand même ici. Le titre du projet, c'est le projet de cogénération, donc il va falloir valoriser la chaleur. Est-ce que vous avez déterminé le minimum de chaleur à valoriser? Puis est-ce que vous avez déjà une idée de comment elle va être valorisée?

R-24 Représentant du Conseil des Atikamekw d'Opitciwan

Bien, en réponse à la question, oui, évidemment, vous allez le lire, vous allez le voir dans les considérations générales puis les conditions du milieu, où on a figuré un utilisateur chaleur qui se trouve à être éventuellement un séchoir à bois qui est installé à la scierie.

L'évaluation est relativement simple, là, puis sans en faire de détail précis ce matin, mais on connaît la capacité de sciage de la scierie, donc l'évaluation de la capacité du séchoir, en fonction de la scierie, est facile à déterminer. Puis c'est le client-chaleur qui est spécifié dans les conditions générales. Donc, effectivement, il n'y a pas de pourcentage minimum établi. Par calcul, on est au-delà du quinze pour cent (15 %) qu'on a pu voir dans les autres appels d'offres et de programmes d'achats d'électricité, mais effectivement, il y a un client-chaleur pour vraiment s'assurer du respect du principe de la cogénération.

Q-25

Pour toutes les questions qu'on a posées au milieu local passeront par le même système de questions, ou on pose des questions directement, ou comment ça se passe?

Notamment sur le sujet de partenariat à négocier avant la soumission, est-ce que tout le monde a les mêmes conditions? Est-ce qu'on discute directement avec le Conseil?

R-25 Représentant du Conseil des Atikamekw d'Opitciwan

Effectivement, il va y avoir un comité d'audit qui va s'assurer de rencontrer les promoteurs pour s'assurer que la conformité des conditions soient respectées, et d'en faire une recommandation au Conseil pour que lui établisse une résolution en bonne et due forme, que vous allez voir. On va faire une séance d'information après le treize (13) janvier pour rencontrer les promoteurs intéressés, et on va en profiter aussi pour visiter le site. Ça fait qu'il y aura un peu la même chose, le même travail qu'Hydro-Québec fait aujourd'hui, mais plus précisément avec le promoteur et le Conseil de bande.

Q-26

Et les questions passent toutes par le site?

R-26 Représentant du Conseil des Atikamekw d'Opitciwan

Bien, sur le site Internet, aussi nous, on aura la même chose, on va être transparent envers tout le monde. Toutes les questions devront être adressées sur le site du Conseil de bande, et on va mettre les réponses aussi accessibles à tout le monde.

On veut attendre le treize (13) janvier avant de commencer à répondre à toutes les questions, là. Ça va être vraiment les promoteurs qui seront intéressés, là, pour limiter les questions à ce moment-là. Les soumissionnaires inscrits seulement pourront mettre des questions sur le site.

Le Conseil répondra aux soumissionnaires officiellement inscrits seulement.

R-26 HQD

C'est la même chose pour HQD à ce niveau-là.