

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU DISTRIBUTEUR DU CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT EN
ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'UNE CENTRALE DE COGÉNÉRATION À LA BIOMASSE FORESTIÈRE DANS LE
RÉSEAU AUTONOME D'OPITCIWAN**

MODALITÉS DU CONTRAT

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 21;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 22 et 23.

Préambule :

(i) « 15.1. Prix pour l'énergie admissible

Pendant une année contractuelle donnée, le Distributeur paie pour chaque kWh d'énergie admissible :

a) pour la quantité d'énergie admissible qui est égale ou inférieure à l'énergie contractuelle mensuelle pour la période de facturation, le prix est fixé pour toute la durée du contrat à 0,381 \$/kWh;

b) pour la quantité d'énergie admissible qui est supérieure à l'énergie contractuelle mensuelle pour la période de facturation, laquelle correspond à l'énergie excédentaire, le prix est fixé pour toute la durée du contrat à 0,2286 \$/kWh. » [nous soulignons]

(ii) « 16 MONTANT POUR LA VARIATION DU PRIX RELATIF AU SPEDE

Pour une année contractuelle donnée, si P_s (comme défini ci-dessous) est positif, le Distributeur paie au Fournisseur, au plus tard le 30 juin de l'année contractuelle suivante, un montant annuel (P_s) selon la formule suivante :

$$P_s = \frac{\left[\frac{(V_1 * P_1) + (V_2 * P_2) + (V_3 * P_3) + (V_4 * P_4)}{V_1 + V_2 + V_3 + V_4} \right] - [P_p]}{2} * EL_n * 226,5 * 0,002734$$

[...]

Si un changement significatif relatif au SPEDE survient, les Parties s'engagent à trouver une alternative se rapprochant le plus possible de ce qui était prévu lors de la conclusion du contrat, de façon à minimiser les effets d'un tel remplacement sur les Parties. » [nous soulignons]

Demandes :

- 1.1. Veuillez indiquer si les prix que le Distributeur paiera pour l'énergie admissible (référence i) tiennent compte du montant prévu pour la variation du prix lié au système de plafonnement d'émission et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) (référence ii).

Réponse :

- 1 **Non, les prix (référence [i]) ne tiennent pas compte du montant prévu pour la**
 2 **variation du prix lié au système de plafonnement d'émission et d'échange de**
 3 **droits de gaz à effet de serre (SPEDE).**

- 1.1.1 Dans la négative, veuillez préciser comment ce montant sera reflété dans les prix de l'énergie admissible (\$/kWh).

Réponse :

- 1 Comme indiqué à l'article 16 du Contrat mentionné à la référence (ii), ce
2 montant sera partagé à partir de l'énergie livrée nette à 50 %.

RÉDUCTIONS D'ÉMISSIONS DE GAS À EFFET DE SERRE (GES)

2. Références :
- (i) Pièce [B-0005](#), caractéristiques du réseau d'Opitciwan, p. 3 et 5;
 - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 11;
 - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 5;
 - (iv) Pièce [B-0004](#), p. 6;
 - (v) Pièce [B-0004](#), p. 9;
 - (vi) [Projet unique de centrale de cogénération à Opitciwan](#), Brigitte Trahan, Le Nouvelliste, 2 février 2023;
 - (vii) Pièce [B-0004](#), p. 14 et 15;
 - (viii) [Forum 2022, résumé des échanges, Régie de l'énergie](#);
 - (ix) [Bénéfices non énergétiques \(BNÉ\), rédigé par Dunsky Expertise en énergie pour la Régie de l'énergie](#), sommaire, p. 41 et 42;
 - (x) Dossier R-4210-2022, pièce [B-0013](#), p.28;
 - (xi) Pièce [B-0004](#), p. 20;
 - (xii) Pièce [B-0004](#), p.15.

Préambule :

(i) « Le village d'Opitciwan est présentement alimentée par une centrale thermique équipée de 4 moteurs à démarrage rapide : 2 x 1 600 kW, 1 x 1 100 kW et 1 x 600 kW. Ces moteurs à quatre temps sont tous à combustion diesel turbocompressée.

Le partage entre les moteurs de la puissance active requise par le réseau est réalisé au moyen d'un système de partage de charge. La centrale thermique doit maintenir en tout temps au moins un groupe en service. La puissance minimale en régime permanent des groupes diesels est de 30 % de la puissance nominale.

[...]

Un système de stockage par batterie sera raccordé et mis en service sur le réseau d'Opitciwan préalablement à la mise en service de la nouvelle centrale à biomasse. Le système visé aura une capacité en puissance de 4 000 kW, autant en mode de recharge de la batterie que lors de la restitution de l'énergie. La batterie sera en mesure de stocker une énergie équivalente à 2 000 kWh.

[...]

La pointe annuelle du village d'Opitciwan se situe actuellement à 3 409 kW (observée à l'hiver 2021-2022). La consommation annuelle se situe autour de 14,5 GWh (prévision pour 2022). » [nous soulignons]

(ii) « Le projet de conversion du réseau d'Opitciwan à l'énergie renouvelable est conforme à l'orientation de réduction des émissions de GES. Plus précisément, sur la durée du Contrat (2026-2051), le Projet Onimiskiw permettra d'éviter l'utilisation de plus de 117 millions de litres de combustible à la centrale au diesel d'Hydro-Québec. La réduction des émissions de GES liée à la diminution de l'utilisation de la centrale s'élève à environ 310 000 t éq. CO2 sur cette période, ce qui représente une

diminution d'environ 85 %. Celle-ci exclut la diminution des émissions de GES liée au transport de carburant, qui s'avère également bénéfique au projet. »

(iii) « Par la présente, le Distributeur soumet pour approbation à la Régie un contrat d'approvisionnement en électricité (le CAÉ) conclu de gré à gré avec la S.E.C. Onimiskiw Opitciwan (le Fournisseur) pour l'achat de l'énergie produite par une nouvelle centrale de cogénération à la biomasse forestière de 4,8 MW qui sera construite et exploitée par le Fournisseur (le Projet Onimiskiw). »

(iv) « La S.E.C. Scierie Opitciwan (la Scierie Opitciwan), un client industriel, est alimentée en électricité par une artère dédiée et exploitée à 25 kV. En 2021, sa charge représentait un peu plus du quart de la charge totale du réseau à la pointe. L'ensemble des autres abonnés du village sont alimentés par une deuxième artère exploitée à 4,16 kV. »

(v) « 2.1. Aménagement d'une centrale de cogénération à la biomasse forestière
Le Fournisseur assurera le développement, la construction et l'exploitation d'une centrale de cogénération à la biomasse forestière d'une puissance de 4,8 MW devant approvisionner une proportion importante du réseau électrique d'Opitciwan (le Projet Onimiskiw).

2.2. Reconfiguration de certaines composantes du réseau

Afin d'intégrer un maximum d'énergie en provenance de la centrale de cogénération à la biomasse forestière et d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, le Distributeur doit réaliser un ensemble de travaux. Ces travaux ne font pas l'objet de la présente demande, mais une évaluation paramétrique des coûts est prise en compte dans l'analyse économique (voir la section 7).

2.2.1 Système de stockage d'énergie

Afin de maximiser l'intégration d'énergie de source renouvelable, le Distributeur ajoutera à ses installations un système de stockage d'énergie (le SSÉ) d'environ 4 MW. Celui-ci contribuera à la stabilité du réseau.

[...]

Un nouveau système de télécommunications entre la centrale au diesel du Distributeur et les installations du Fournisseur sera déployé pour assurer la conduite et la protection du réseau du Distributeur.

2.2.4 Modifications de la centrale au diesel

L'ajout d'une nouvelle source de production électrique sur le réseau du Distributeur et d'un nouveau SSÉ requiert des modifications de la centrale au diesel existante. L'adaptation des automatismes, la modification de certains groupes électrogènes ainsi que l'agrandissement des salles de commande et de puissance pour l'ajout de nouvelles cabines permettront une gestion efficace et fiable des différentes sources de production d'électricité. »

(vi) « Quant à la fiabilité de l'approvisionnement électrique du réseau d'Opitciwan, elle sera assurée par le jumelage de la nouvelle centrale de cogénération à la biomasse forestière du Fournisseur au parc de production d'Hydro-Québec et par l'intégration d'un SSÉ. »

(vii) Un élément de réponse favorable au projet apparaît sur le web de journal le Soleil :
« ... depuis 20 ans, la communauté exploite une scierie qui génère d'importantes quantités d'écorces, de sciures, copeaux et retailles de bois. Pas moins de 1700 camions parcourent les sentiers forestiers pour transporter ces rejets vers des lieux d'enfouissement situés à des centaines de kilomètres d'Opitciwan, ce qui compromet d'ailleurs la sécurité des usagers en plus d'émettre une importante quantité de gaz à effet de serre. »

(viii) « Le projet de conversion du réseau d'Opitciwan à l'énergie renouvelable est conforme à l'orientation de réduction des émissions de GES. Plus précisément, sur la durée du Contrat (2026-2051),

Réponses à la DDR n° 1 de la Régie

le Projet Onimiskiw permettra d'éviter l'utilisation de plus de 117 millions de litres de combustible à la centrale au diesel d'Hydro-Québec. La réduction des émissions de GES liée à la diminution de l'utilisation de la centrale s'élève à environ 310 000 t éq. CO2 sur cette période, ce qui représente une diminution d'environ 85 %. Celle-ci exclut la diminution des émissions de GES liée au transport de carburant, qui s'avère également bénéfique au projet.

[...]

Ce projet d'envergure générera plusieurs bienfaits pour la population. Il contribuera au développement économique de la communauté, avec la création d'emplois à temps plein pour opérer la centrale à la biomasse forestière et d'autres emplois indirects. Il générera des revenus par la vente d'électricité à Hydro-Québec et permettra de développer de nouveaux projets dans la communauté, comme un séchoir à bois et un broyeur à écorces. » [nous soulignons]

(ix) « Pour faire suite au colloque sur les bénéfiques non énergétiques (BNÉ) de l'année dernière, la Régie a exploré plusieurs pistes pour les prendre en compte et a l'intention de le faire éventuellement dans tous ses dossiers règlementaires, en commençant par les dossiers d'investissement;

- La Régie a demandé à la firme Dunsky un balisage sur la prise en compte des BNÉ par les régulateurs en Amérique du Nord. Il sera disponible dès aujourd'hui sur le site internet de la Régie;
- Le rapport contient certaines recommandations pour la planification plus intégrée des ressources énergétiques;
- La Régie a retenu dans l'immédiat la principale recommandation du rapport qui est l'application d'un test d'alignement qui permettra d'évaluer dans quelle mesure le projet d'investissement soumis à son analyse s'aligne sur les objectifs des politiques énergétiques du gouvernement ainsi que les impacts qualitatifs et quantitatifs relatifs à l'émission de GES;
- Une consultation est prévue cet automne pour définir les éléments de preuve qui seraient requis pour ce test. La Régie vise à terminer cette consultation d'ici l'hiver pour pouvoir appliquer le test dès le printemps 2023. »

(x) « Dans son plan stratégique 2020-2025, la Régie de l'énergie a adopté une nouvelle vision : Contribuer à la transition énergétique et être reconnue pour son expertise, son efficacité et la qualité de ses décisions. Intégrer les bénéfiques non énergétiques (BNÉ) et les externalités dans les processus règlementaires est essentiel pour prendre des décisions qui contribuent à la transition énergétique. Or, le Québec accuse un retard sur ce domaine par rapport à plusieurs autres juridictions au Canada et aux États-Unis.

Le cadre règlementaire en place permet à la Régie de mettre à jour ses pratiques et d'intégrer les BNÉ et les externalités. Pour contribuer à la transition énergétique, la Régie devra prendre action particulièrement pour intégrer la valeur des réductions de GES et les cibles du gouvernement du Québec.

Deux grandes avenues s'offrent à la Régie pour intégrer ces considérations spécifiquement dans le cadre d'analyse pour l'approbation des interventions en efficacité énergétique (IEÉ) : Intégrer les BNÉ dans le cadre d'analyse actuel :

Intégrer pleinement les BNÉ, dont les réductions de GES, permettrait à la Régie de faire une mise à niveau par rapport à d'autres juridictions plus avancées.

Regarder au-delà du cadre d'analyse : Modifier le cadre actuel pour s'aligner avec les objectifs des politiques énergétiques permettrait à la Régie de prendre un rôle de leader dans la mise en œuvre de la transition énergétique.

[...]

Intégrer le coût social du carbone

Réponses à la DDR n° 1 de la Régie

La deuxième avenue est d'intégrer la valeur de la réduction des émissions à travers le coût social du carbone (CSC). Le CSC est une mesure de la valeur qui vise à inclure l'ensemble des coûts sociétaux liés aux émissions de GES. Précisément, il représente le coût marginal des impacts causés par l'émission d'une tonne additionnelle de GES, incluant les impacts 'hors-marché' sur l'environnement et la santé humaine.

L'avantage principal de cette mesure est qu'elle vise à inclure l'ensemble des impacts et ne se limite pas au coût de la réduction des émissions.

Toutefois, cette mesure de la valeur de la réduction des émissions présente quelques désavantages. D'abord, les valeurs estimées dans différentes études varient énormément. Des études récentes estiment le CSC à des valeurs médianes et moyennes aussi élevées que 417 \$ USD et aussi basses que 54 \$ USD par tonne de CO₂eq. La variation des estimations provient en grande partie des incertitudes de la science du climat, ainsi que des choix d'actualisation. Ensuite, les impacts calculés par le CSC ne se limitent pas à la société québécoise – la mesure représente une mesure des bénéfices globaux.

Malgré les désavantages de cette valeur, il est intéressant de noter que le gouvernement du Canada intègre une valeur du CSC de 50 \$ la tonne de CO₂ (en dollars de 2019 dans ses analyses coûts-bénéfices. » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(xi) «

**TABLEAU 3 :
RÉSULTATS DES ÉTUDES DE SENSIBILITÉ**

Variation	Impact sur la valeur actualisée de l'analyse économique de -14 M\$ act. 2023
Augmentation de 10 % du coût du carburant	- 9 M\$ act. 2023
Baisse de 10 % du coût du carburant	+ 9 M\$ act. 2023
Augmentation de 100 % du prix du SPEDE	- 6 M\$ act. 2023
Plus d'énergie intégrée durant les deux premières années contractuelles	- 6 M\$ act. 2023
Moins d'énergie intégrée durant les deux premières années contractuelles	+ 1,5 M\$ act. 2023
Participation au marché du carbone volontaire à partir de 2030	- 3 M\$ à - 23 M\$ act. 2023

»

(xii) « 7. COÛTS ÉVITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES

Le Distributeur maintient sa méthode d'évaluation des coûts évités de l'énergie et de la puissance approuvée dans la décision D-2017-140.

7.1. Coûts évités de l'énergie

Les coûts évités de l'énergie, exprimés en ϕ /kWh, sont constitués plus spécifiquement des variables suivantes, lesquelles sont mises à jour chaque année :

- > coût de combustible (incluant le transport et la distribution);
- > taux de rendement moyen de la centrale (exprimé en kWh/litre);
- > coûts variables d'exploitation et d'entretien;
- > pertes sur le réseau;
- > coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre.

Réponses à la DDR n° 1 de la Régie

À partir de ces variables, une annuité croissante (exprimée en \$ 2022), indexée à l'inflation, est calculée. Comparativement à ceux présentés dans le cadre de l'État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, les coûts évités sont plus élevés, principalement en raison de la révision à la hausse de la prévision des prix des combustibles. » [nous soulignons]

(xiii) « Ce projet d'envergure génèrera plusieurs bienfaits pour la population. Il contribuera au développement économique de la communauté, avec la création d'emplois à temps plein pour opérer la centrale à la biomasse forestière et d'autres emplois indirects. Il génèrera des revenus par la vente d'électricité à Hydro-Québec et permettra de développer de nouveaux projets dans la communauté, comme un séchoir à bois et un broyeur à écorces. »

Demandes :

- 2.1. En référence iv) on voit que la consommation de la Scierie représentait, en 2021, environ le quart de la consommation totale du réseau d'Opitciwan à la pointe. Veuillez expliquer comment cette consommation évoluera après la mise en service de la nouvelle centrale à biomasse, en distinguant les activités de la scierie de celles qui sont liées au fonctionnement de la nouvelle centrale.

Réponse :

1 **Les projections du Distributeur ne permettent pas d'isoler la demande pour la**
2 **scierie uniquement. Il est toutefois possible d'affirmer que la consommation de**
3 **la Scierie Opitciwan sera augmentée par l'ajout d'un séchoir à bois et d'un**
4 **broyeur à écorces à ses installations en 2026. L'ajout de ces équipements à la**
5 **Scierie Opitciwan a aussi pour effet d'augmenter la charge totale du réseau à la**
6 **pointe.**

7 **Il est à noter que le fonctionnement de la nouvelle centrale n'aura aucun effet**
8 **direct sur la charge du réseau. C'est d'ailleurs ce que prévoit l'article 2.4 de**
9 **l'Annexe 1 du Contrat, déposé comme pièce HQD-1, document 2 ([B-0005](#)),**

10 **« Le Fournisseur confirme que les services auxiliaires sont alimentés par la**
11 **centrale lorsque celle-ci est en opération et s'engage à maintenir cette**
12 **configuration pour la durée du contrat. Lorsque la centrale n'est pas en**
13 **fonction, les services auxiliaires sont alimentés par les génératrices**
14 **d'appoint du Fournisseur. »**

- 2.2. Veuillez expliquer si le projet de cogénération à la biomasse contribuera à valoriser la production de vapeur existante, en y ajoutant la production d'électricité, sans consommation additionnelle de biomasse ou si des besoins additionnels de biomasse seront requis.

Réponse :

15 **Le Distributeur tient à préciser qu'il n'y a actuellement pas de production de**
16 **vapeur dans le village d'Opitciwan. Le projet de centrale de cogénération à la**
17 **biomasse forestière produira de l'électricité à partir de résidus de sciures et**
18 **d'écorces produits en quantité suffisante localement par la Scierie Opitciwan.**
19 **L'énergie thermique résultante de cette production d'électricité sera valorisée,**

1 **sans consommation additionnelle de biomasse, en desservant la Scierie**
2 **Opitciwan en chaleur de procédé pour satisfaire ses besoins thermiques.**

2.2.1. Dans cette dernière alternative, veuillez élaborer sur les émissions additionnelles de GES liées à la cueillette, au transport, au séchage et au déchiquetage de cette biomasse additionnelle;

Réponse :

3 **Comme mentionné en réponse à la question 2.2, il n’y aura aucun besoin**
4 **additionnel de biomasse et, par conséquent, aucune émission additionnelle de**
5 **GES liée à la cueillette, au transport, au séchage et au déchiquetage de**
6 **biomasse additionnelle.**

2.3. Considérant, selon les explications en référence i), que la centrale thermique doit maintenir en tout temps au moins un groupe en service, à un régime permanent d’au moins 30 % de sa puissance nominale, veuillez indiquer quel pourcentage minimum de la production d’électricité de la communauté continuera d’être assuré par la centrale diesel. Veuillez élaborer.

Réponse :

7 **Comme mentionné à la pièce HQD-1, document 1 ([B-0004](#)), il est prévu que la**
8 **centrale diesel assurera une redondance d’approvisionnement lors des**
9 **périodes d’indisponibilité de la centrale de cogénération à la biomasse**
10 **forestière. Elle sera aussi appelée à contribuer à l’alimentation du réseau lors**
11 **de certains événements de pointe ainsi que lorsque la Scierie Opitciwan est en**
12 **opération. Dans ces circonstances précises où la centrale diesel contribuera à**
13 **la production d’électricité de la communauté, au moins un groupe diesel sera**
14 **maintenu en exploitation, à un régime permanent d’au moins 30 % de sa**
15 **puissance nominale. Le Distributeur évalue que, sur la durée du CAÉ, 13 % de**
16 **la production d’électricité de la communauté continuera d’être assurée par la**
17 **centrale diesel.**

2.4. Considérant les références (ii), (vii) et (viii), veuillez élaborer sur les émissions de GES qui seront émises par la nouvelle centrale de cogénération à la biomasse.

Réponse :

18 **Le Distributeur tient d’abord à préciser que la biomasse qui alimentera la**
19 **nouvelle centrale de cogénération à la biomasse forestière d’Opitciwan ne**
20 **proviendra pas de nouvelles coupes de bois, mais bien de résidus de sciures et**
21 **d’écorces qui proviennent de la Scierie Opitciwan située dans le même village et**
22 **qui sont actuellement transportés à l’extérieur du village sur de longues**
23 **distances. Les émissions de GES liées aux opérations de coupes forestières, au**

1 changement d'affectation des terres et à la perte de séquestration ont été
2 préalablement affectées à l'industrie forestière et non pas aux matières
3 résiduelles de la scierie (c.-à-d., les résidus de sciures et d'écorces) qui servent
4 de combustibles à la centrale. En d'autres mots, la production des résidus de
5 sciures et d'écorces vient essentiellement sans impact.

6 Comme prescrit par les standards de comptabilisation des émissions de GES, la
7 combustion des résidus forestiers est considérée carboneutre. Considérant que
8 les émissions de GES induites par la centrale de cogénération à la biomasse
9 forestière sont principalement du CO₂, l'activité comme telle ne crée pas plus
10 d'émissions de GES qu'il n'en résulterait si on laissait les résidus se décomposer
11 naturellement (et possiblement moins si les copeaux se retrouvaient en
12 condition de décomposition anaérobie, ce qui produirait davantage de
13 méthane). De plus, le projet, tel qu'il est présenté, s'alimente en résidus produits
14 localement sans avoir besoin de s'approvisionner ailleurs.

15 En plus de ce qui est décrit précédemment, cette énergie carboneutre permettra
16 le remplacement de 117 millions de litres de combustible à la centrale diesel
17 existante. Finalement, cette réduction de consommation de diesel permet aussi
18 de réduire le transport requis par camion pour approvisionner les millions de
19 litres de combustible.

2.4.1. Veuillez aussi inclure :

2.4.2. La quantité d'émissions de GES (t éq. CO₂) évitées par le projet de conversion du RAO durant la période 2026-2051, qui tient compte des émissions évitées dans le transport du carburant;

Réponse :

20 Puisque l'approvisionnement en carburant de la centrale thermique
21 d'Opitciwan est assuré par transport routier et qu'il y aura une réduction
22 considérable de la consommation de carburant, plusieurs livraisons de
23 carburant seront évitées. Les émissions de GES ainsi évitées par la réduction
24 du transport de carburant sont évaluées à environ 4 000 tonnes d'éq. CO₂ pour
25 la durée du Contrat. Cette évaluation est basée sur des hypothèses comme,
26 notamment, la distance, la masse du transporteur et de son chargement et le
27 taux d'émission de GES.

2.4.3. La quantité d'émissions de GES évités par le transport d'écorces, de sciures, de copeaux et de retailles de bois actuellement transportés pour l'enfouissement.

Réponse :

1 **Le Distributeur tient d'abord à préciser que les résidus de sciures et d'écorces**
2 **qui proviennent de la Scierie Opitciwan sont actuellement transportés à**
3 **l'extérieur du village sur de longues distances pour être utilisés à d'autres fins.**
4 **La valorisation de ces résidus à la centrale de cogénération à la biomasse**
5 **forestière entraînera une réduction importante du transport de biomasse par**
6 **camion. À la lumière des données obtenues du Fournisseur, la quantité**
7 **d'émissions de GES évitées pour le transport des résidus de sciures et**
8 **d'écorces représenteraient environ 44 000 tonnes d'éq. CO₂ sur la durée du**
9 **Contrat.**

2.5. La Régie comprend à la référence (xii) que le coût évité en énergie utilisé par le Distributeur dans les réseaux autonomes comprend, notamment, les coûts de combustible et d'émissions de GES (via le coût du SPEDE).

2.5.1. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie. Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

10 **Le Distributeur le confirme, le coût évité en énergie comprend, notamment, les**
11 **coûts en combustible et d'émissions de GES (via le coût du SPEDE).**

2.5.2. Veuillez indiquer si le Distributeur considère les coûts évités par le projet de conversion du RAO en combustible et en émissions de GES comme des bénéfiques non énergétiques (BNÉ).

Réponse :

12 **Non, les coûts évités par le projet de conversion du réseau d'Opitciwan en**
13 **combustible et en émissions de GES sont considérés comme des réductions**
14 **de coûts.**

2.6. La Régie poursuit présentement ses efforts visant à intégrer graduellement les BNÉ et les externalités dans le cadre du processus règlementaire afin de pouvoir prendre des décisions qui contribueront à la transition énergétique au Québec (références (ix) et (x)). Dans l'éventualité où la Régie voulait intégrer la quantification et l'intégration de BNÉ potentiels dans l'analyse économique du présent dossier, veuillez commenter :

2.6.1. Si un tel scénario permettrait d'augmenter la rentabilité du projet de conversion du RAO à l'énergie renouvelable.

Réponse :

15 **Tous bénéfices additionnels reconnus par la Régie (notamment des BNÉ)**
16 **concernant une réduction des émissions de GES ne feraient qu'améliorer la**

1 **rentabilité de projets de conversion énergétique visant la réduction d'utilisation**
2 **d'énergie fossile, dont celui du réseau d'Opitciwan, qui consiste en un projet**
3 **de conversion énergétique.**

2.6.2. L'intégration de la valeur monétaire des émissions de GES (t éq. CO₂) évitées par le projet de conversion à l'énergie renouvelable dans l'analyse économique. Par exemple, cette valeur pourrait être intégrée via le coût sociétal du carbone, en lui attribuant une valeur monétaire forfaitaire, tel qu'adopté par le gouvernement du Canada (référence (x)).

Réponse :

4 **Le fait d'augmenter la valeur monétaire des émissions de GES permettrait de**
5 **considérer plus de bénéfices liés à la réduction des émissions de GES, ce que**
6 **le projet du réseau d'Opitciwan vise faire.**

2.6.3. Si le Distributeur était en mesure d'attribuer une valeur monétaire forfaitaire à ces émissions évitées, veuillez indiquer l'impact d'une telle valeur dans l'étude de sensibilité, le cas échéant (référence (xi)).

Réponse :

7 **Comme indiqué dans le tableau Résultats des études de sensibilité**
8 **(référence [xi]), le fait de doubler la valeur considérée des émissions de GES**
9 **via le SPEDE dans l'analyse économique (valeur plancher fixée par décret)**
10 **aurait un impact de 6 M\$ act. 2023 en faveur du projet de conversion du réseau**
11 **d'Opitciwan.**

2.7. Veuillez commenter l'impact d'une éventuelle intégration de ces émissions évitées et d'autres BNÉ, notamment sur les bienfaits pour la population (référence (xiii)), dans l'analyse économique sur la rentabilité du projet de conversion du RAO à l'énergie renouvelable.

Réponse :

12 **Comme mentionné en réponse à la question 2.6.3, le fait d'intégrer des BNÉ**
13 **dans la valeur des émissions de GES évitées aurait comme impact d'augmenter**
14 **les économies liées à la réduction d'émissions de GES.**

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p.9;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p.29;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), Annexe VII, p. 3;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), Annexe VII, p. 6, 7 et 9;
 - (v) Pièce [B-0005](#), p. 158 à 166;
 - (vi) Pièce [B-0004](#), p.14;

- (vii) Pièce [B-0004](#), p.11;
- (viii) Pièce [B-0005](#), p. 9.

Préambule :

(i) « Un nouveau système de télécommunications entre la centrale au diesel du Distributeur et les installations du Fournisseur sera déployé pour assurer la conduite et la protection du réseau du Distributeur. L'ajout d'une nouvelle source de production électrique sur le réseau du Distributeur et d'un nouveau SSÉ requiert des modifications de la centrale au diesel existante. L'adaptation des automatismes, la modification de certains groupes électrogènes ainsi que l'agrandissement des salles de commande et de puissance pour l'ajout de nouvelles cabines permettront une gestion efficace et fiable des différentes sources de production d'électricité. »

(ii) « Le Fournisseur coordonne la planification annuelle de son entretien avec le Distributeur. À cette fin, au plus tard 15 jours avant la date de début des livraisons, le Fournisseur soumet pour approbation au Distributeur le premier plan d'entretien couvrant la période comprise entre la date de début des livraisons et le 31 décembre de l'année suivante. Par la suite, au plus tard le 1er octobre de chaque année contractuelle, le Fournisseur soumet au Distributeur le plan annuel d'entretien couvrant l'année contractuelle suivante pour obtenir son approbation. »

(iii) « Dans les conditions d'exploitation normales, la centrale à biomasse et ses équipements de compensation doivent être conçus et opérés de façon à produire, livrer et maintenir la puissance nette disponible au point de raccordement, sans restriction. Une consigne de puissance peut être envoyée en temps réel par le centre d'opération du réseau autonome et devra être respectée par la centrale à biomasse. La consigne de puissance sera définie en tenant compte, entre autres, de la capacité de régulation de la centrale à biomasse. »

(iv) « La régulation de la tension, dans une centrale à biomasse, peut être réalisée par la centrale elle-même et/ou au moyen d'autres équipements ajoutés par le producteur (p. ex. compensateur synchrone, STATCOM, etc.). Quelle que soit la conception retenue, la performance de la régulation de la tension fournie doit être conforme à l'exigence décrite dans la présente section.

La régulation de fréquence du réseau autonome est assurée par le régulateur de vitesse des groupes diesel de la centrale thermique. Afin de contribuer à la régulation de fréquence, la centrale à biomasse doit être munie d'un système de régulation de vitesse dotée d'un statisme permanent (σ) comportant une plage réglable de 0 à 5 % au minimum et d'une bande morte ajustable entre 0 et 1 Hz. Le producteur doit appliquer les réglages du système de régulation de fréquence qui seront fournis par Hydro-Québec. La centrale à biomasse doit être conçue et réalisée de manière à pouvoir recevoir des consignes de source externe visant à régulariser la fréquence du réseau. De plus, la centrale à biomasse doit pouvoir être redémarrée en mode îloté et doit avoir la capacité de démarrer en mode autonome (« blackstart capability »).

Les informations en provenance de la centrale à biomasse doivent être fournies en temps réel sous une forme compatible avec les équipements du centre d'opération du réseau autonome.

La centrale à biomasse raccordée doit avoir un comportement stable afin de contribuer au maintien de la stabilité du réseau et au rétablissement de la tension et de la fréquence lors de perturbations. Si cette condition n'est pas respectée, il pourrait être exigé qu'un stabilisateur de puissance soit ajouté aux installations du producteur. Le cas échéant, le stabilisateur de puissance est conçu conjointement par Hydro-Québec et le manufacturier. Le producteur doit appliquer les réglages fournis par Hydro-Québec. »

(v) L'Annexe VII comprend des détails sur l'énergie contractuelle, les coefficients de livraison mensuels et les heures prévues.

(vi) « Plus précisément, sur la durée du Contrat (2026-2051), le Projet Onimiskiw permettra d'éviter l'utilisation de plus de 117 millions de litres de combustible à la centrale au diesel d'Hydro-Québec. La réduction des émissions de GES liée à la diminution de l'utilisation de la centrale s'élève à environ 310 000 t éq. CO2 sur cette période, ce qui représente une diminution d'environ 85 %. Celle-ci exclut la diminution des émissions de GES liée au transport de carburant, qui s'avère également bénéfique au projet.

(vii) « La gestion de l'adéquation entre la demande du réseau et la production mixte thermique diesel-biomasse vise à maximiser la contribution en énergie renouvelable. Celle-ci atteint en moyenne près de 64 % de l'énergie totale que pourrait livrer la centrale à la biomasse forestière. »

(viii) « 2.1. Contrat de charges interruptibles

Au plus tard 30 jours suivant la décision de la Régie prévue à l'article 5, le Distributeur doit avoir conclu à sa satisfaction un contrat de charges interruptibles avec le client-chaleur d'une durée équivalente à celle du contrat prévoyant l'interruption des charges interruptibles; à défaut, le Distributeur pourra se prévaloir des dispositions de l'article 36.

Demandes :

3.1. En lien avec la référence (vii), veuillez confirmer que la valeur de 64 % réfère au facteur d'utilisation de la capacité maximale de la centrale à biomasse et non à la contribution de l'énergie renouvelable aux besoins de la communauté.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme. La valeur de 64 % réfère bien au facteur d'utilisation**
2 **de la capacité maximale de la centrale à biomasse et non à la contribution de**
3 **l'énergie renouvelable aux besoins de la communauté.**

3.2. En tenant compte des contraintes annuelles d'entretien et de maintien de production de la centrale diesel existante, veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet qu'une diminution de 85 % des émissions annuelles de GES liées à la production d'électricité signifie une adéquation intra horaire entre la demande et la production d'électricité et une fiabilité à 100 % de la production d'électricité à la biomasse sur le reste de l'année.

Réponse :

4 **La diminution de 85 % des émissions annuelles de GES liées à la production**
5 **d'électricité par la centrale diesel considère une adéquation intra horaire entre**
6 **la demande et la production d'électricité qui vise à maximiser la contribution en**
7 **énergie renouvelable. Le Distributeur tient en compte des périodes d'entretien**
8 **planifiées de deux semaines par année et d'un taux d'indisponibilité non**
9 **planifiée de la nouvelle centrale de cogénération à la biomasse forestière évalué**
10 **à environ 3 % par année, ce qui correspond à une perte de production**
11 **d'électricité d'environ une journée par mois.**

- 3.2.1. Considérant la complexité des équipements de manutention du combustible et d'alimentation des chaudières à biomasse et les contraintes liées à l'approvisionnement en biomasse d'une telle centrale en climat froid, veuillez expliquer comment une fiabilité proche de 100 % en dehors des périodes d'entretien peut être satisfaite afin d'atteindre une réduction de 85 % des émissions de GES.

Réponse :

1 **En plus des périodes d'entretien planifiées de la centrale à la biomasse qui**
2 **correspondent à deux semaines par année, le Fournisseur prévoit aussi des**
3 **pertes de production d'électricité de l'ordre d'une journée par mois, ce qui**
4 **représente un facteur d'indisponibilité non planifiée d'environ 3 % par année.**
5 **Autant les périodes d'entretien planifiées que le taux d'indisponibilité non**
6 **planifiée ont été considérés pour établir la quantité d'énergie de source**
7 **renouvelable qui pourra être intégrée dans le réseau d'Opitciwan.**

8 **Le maintien de la centrale au diesel contribuera également à assurer la fiabilité**
9 **de l'approvisionnement du réseau d'Opitciwan. Celle-ci assurera une**
10 **redondance d'approvisionnement lors des périodes d'indisponibilité de la**
11 **centrale de cogénération à la biomasse forestière.**

- 3.2.2. Considérant les temps de réponse aux variations de point de consigne d'un système à la biomasse et ceux d'une génératrice diesel, veuillez expliquer ce qui permet de garantir une adéquation proche de 100 % entre les variations de la demande d'électricité du réseau d'Opitciwan et la production de la centrale à la biomasse en dehors des périodes d'entretien afin d'atteindre une réduction de 85 % des émissions de GES.

Réponse :

12 **Afin de garantir une adéquation proche de 100 % entre les variations de la**
13 **demande d'électricité du réseau d'Opitciwan et la production de la centrale à la**
14 **biomasse en dehors des périodes d'entretien, le Distributeur prévoit que la**
15 **centrale diesel sera appelée à contribuer à l'alimentation du réseau lorsque la**
16 **Scierie Opitciwan est en opération, celle-ci étant la principale source de**
17 **variations de la demande d'électricité du réseau d'Opitciwan. De plus, le**
18 **système de stockage d'énergie prévu pour accroître la contribution en énergie**
19 **renouvelable dans le mixte énergétique thermique diesel-biomasse contribuera**
20 **à assurer la stabilité d'alimentation du réseau.**

- 3.2.3. Veuillez expliquer qui est le « Client-chaleur » mentionné à l'article 2.1 de la référence viii) et expliquer pourquoi cette chaleur constitue une source interruptible d'électricité. Veuillez expliquer si cette disposition vise à augmenter l'adéquation entre les variations de la demande du réseau et la production de la nouvelle centrale à biomasse.

Réponse :

1 Le client-chaleur est la Scierie Opitciwan. La chaleur elle-même ne constitue
 2 pas une source interruptible d'électricité. Le contrat de charges interruptibles
 3 avec le client-chaleur vise toutes les pièces d'équipement du client-chaleur
 4 et/ou de broyage de la centrale à la biomasse raccordée au réseau électrique
 5 du Distributeur dont l'alimentation électrique doit être interrompue sur
 6 demande du Distributeur, conformément au contrat de charges interruptibles
 7 prévu à l'Article 2.1 du Contrat, déposé comme pièce HQD-1, document 2
 8 [\(B-0005\)](#).

RÉDUCTION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

4. Référence : Pièce [B-0004](#), p. 15, figure 4.

Préambule :

Le Distributeur présente à la figure 4 la prévision des besoins en énergie d'Opitciwan, réalisée en 2022, pour la période de 2023 à 2051.

Demande :

4.1. Veuillez compléter les tableaux 1 et 2 ci-dessous relatifs aux prévisions de la demande au réseau autonome d'Opitciwan (RAO) pour la période de 2023 à 2051, selon les scénarios de maintien de la centrale thermique (statu quo) et des nouvelles charges associées au jumelage biomasse-diesel-système de stockage d'énergie (SSÉ).

TABLEAU 1 : PRÉVISION DE LA DEMANDE AU RAO SELON LE SCÉNARIO STATU QUO : 2023-2051

Statut quo	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	[...]	2051
Nombre d'abonnements dont résidentiel											
Ventes (GWh) dont résidentiel											
Pertes, consommation des centrales et usage interne (en GWh et en %)											
Besoins en énergie (GWh)											
Besoin de puissance à la pointe											
Puissance installée											

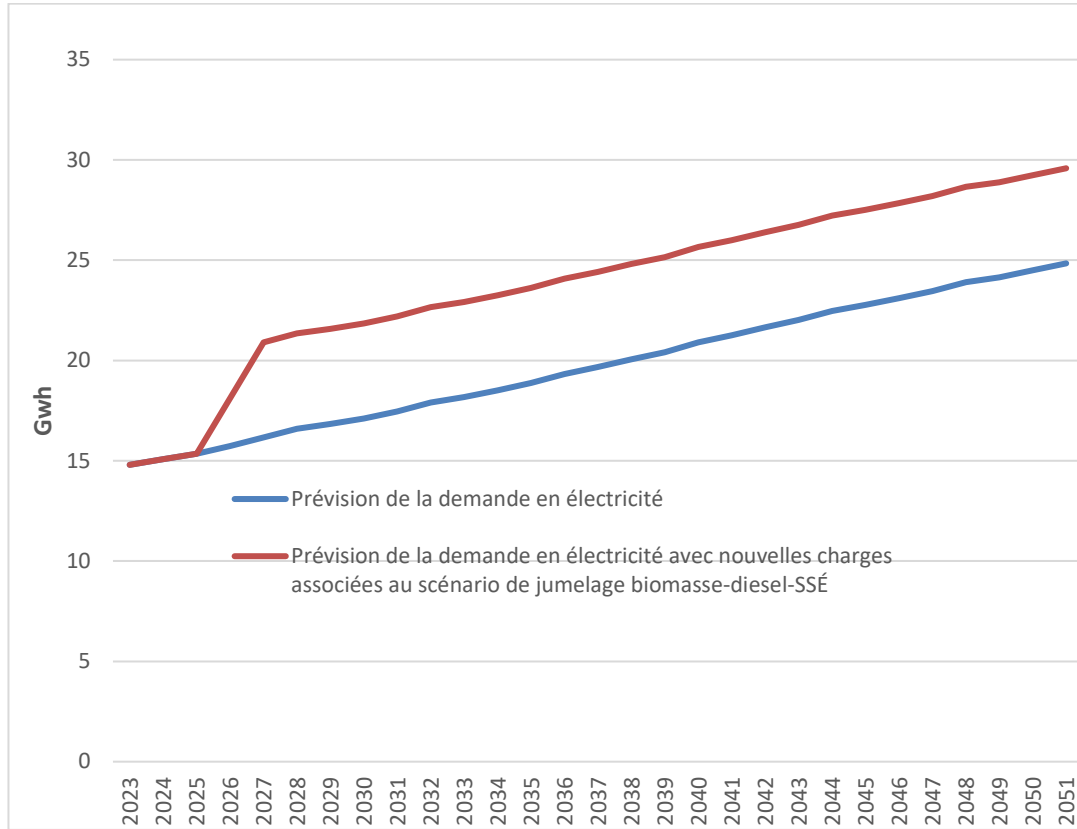
TABLEAU 2 : PRÉVISION DE LA DEMANDE AU RAO SELON LE SCÉNARIO DES NOUVELLES CHARGES LIÉES AU JUMELAGE BIOMASSE-DIESEL-SSÉ : 2023-2051

Biomasse-diesel-SSÉ	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	[...]	2051
Nombre d'abonnements dont résidentiel											
Ventes (GWh) dont résidentiel											
Pertes, consommation des centrales et usage interne (en GWh et en %)											
Besoins en énergie (GWh) dont impact du séchoir à bois, du broyeur et du SSÉ											
Besoin de puissance à la pointe (MW) dont impact du séchoir à bois, du broyeur et du SSÉ											
Puissance installée											

Réponse :

- 1 **Le Distributeur révisé la figure 4 de la pièce HQD- 1, document 1 ([B-0004](#)). La**
- 2 **ligne rouge de la figure R-4.1, correspondant aux besoins en énergie à la suite**
- 3 **de la conversion du réseau d'Opitciwan, a été réajustée par rapport à la**
- 4 **référence citée dans le préambule, afin de tenir compte des pertes sur les**
- 5 **charges du broyeur à écorces et du séchoir à bois.**

FIGURE R-4.1 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE À OPITCIWAN SUR LA DURÉE DU CONTRAT
(RÉVISION DE LA FIGURE 4 DE LA PIÈCE HQD-1, DOCUMENT 1 [B-0004])



1

Les tableaux R-4.1-A et R-4.1-B présentent l'information demandée.

**TABLEAU R-4.1-A :
PRÉVISION DE LA DEMANDE DU RÉSEAU D'OPITCIWAN SELON LE SCÉNARIO STATU QUO**

	Nombre d'abonnements résidentiels	Ventes totales (GWh)	Ventes résidentiels (GWh)	Pertes, consommation des centrales et usage interne (GWh)	Pertes, consommation des centrales et usage interne (%)	Besoins en énergie (GWh)		Besoins en puissance à la pointe (MW)	Puissance installée
2023	567	13,79	6,85	1,01	6,84%	14,80			
2024	574	14,05	6,99	1,03	6,84%	15,08	2023/24	3,56	4,90
2025	587	14,30	7,17	1,05	6,84%	15,35	2024/25	3,63	4,90
2026	604	14,66	7,41	1,08	6,84%	15,73	2025/26	3,72	4,90
2027	623	15,05	7,68	1,11	6,84%	16,16	2026/27	3,82	4,90
2028	640	15,46	7,94	1,13	6,84%	16,59	2027/28	3,91	6,96
2029	652	15,68	8,10	1,15	6,84%	16,83	2028/29	3,98	7,52
2030	663	15,94	8,27	1,17	6,84%	17,11	2029/30	4,05	7,52
2031	678	16,27	8,49	1,19	6,84%	17,46	2030/31	4,13	7,52
2032	695	16,68	8,76	1,22	6,84%	17,90	2031/32	4,22	7,52
2033	708	16,93	8,94	1,24	6,84%	18,17	2032/33	4,29	7,52
2034	722	17,24	9,16	1,27	6,84%	18,51	2033/34	4,37	7,52
2035	736	17,59	9,40	1,29	6,84%	18,88	2034/35	4,45	7,52
2036	751	18,00	9,68	1,32	6,84%	19,32	2035/36	4,54	7,52
2037	768	18,34	9,93	1,35	6,84%	19,68	2036/37	4,63	7,52
2038	782	18,70	10,19	1,37	6,84%	20,07	2037/38	4,72	7,52
2039	794	19,01	10,42	1,40	6,84%	20,41	2038/39	4,79	7,52
2040	810	19,48	10,74	1,43	6,84%	20,91	2039/40	4,89	7,52
2041	826	19,80	10,99	1,45	6,84%	21,25	2040/41	4,99	9,40
2042	843	20,18	11,27	1,48	6,84%	21,66	2041/42	5,08	9,40
2043	858	20,52	11,51	1,51	6,84%	22,02	2042/43	5,16	9,40
2044	874	20,93	11,80	1,54	6,84%	22,47	2043/44	5,25	9,40
2045	891	21,21	12,02	1,56	6,84%	22,77	2044/45	5,34	9,40
2046	907	21,53	12,25	1,58	6,84%	23,11	2045/46	5,41	9,40
2047	924	21,85	12,48	1,60	6,84%	23,46	2046/47	5,50	9,40
2048	942	22,27	12,76	1,63	6,84%	23,90	2047/48	5,58	9,40
2049	958	22,50	12,95	1,65	6,84%	24,15	2048/49	5,66	9,40
2050	976	22,82	13,18	1,67	6,84%	24,49	2049/50	5,74	9,40
2051	994	23,14	13,42	1,70	6,84%	24,84	2050/51	5,82	9,40

TABLEAU R-4.1-B :
PRÉVISION DE LA DEMANDE DU RÉSEAU D'OPITCIWAN
SELON LE SCÉNARIO DES NOUVELLES CHARGES
LIÉES AU JUMELAGE BIOMASSE-DIESEL-SSÉ

	Nombre d'abonnements résidentiels	Ventes totales (GWh)	Ventes résidentiels (GWh)	Pertes, consommation des centrales et usage interne (GWh) **	Pertes, consommation des centrales et usage interne (%) **	Besoins en énergie (GWh) *		Besoins en puissance à la pointe (MW) *	Puissance installée
2023	567	13,79	6,85	1,01	6,84%	14,80			
2024	574	14,05	6,99	1,03	6,84%	15,08	2023/24	3,56	4,90
2025	587	14,30	7,17	1,05	6,84%	15,35	2024/25	3,63	4,90
2026	604	16,39	7,41	1,73	9,56%	18,12	2025/26	3,72	4,90
2027	623	18,49	7,68	2,41	11,52%	20,90	2026/27	4,48	9,70
2028	640	18,91	7,94	2,44	11,44%	21,35	2027/28	4,57	9,70
2029	652	19,12	8,10	2,45	11,38%	21,57	2028/29	4,64	9,70
2030	663	19,38	8,27	2,47	11,32%	21,85	2029/30	4,70	9,70
2031	678	19,71	8,49	2,50	11,25%	22,20	2030/31	4,78	9,70
2032	695	20,13	8,76	2,53	11,17%	22,66	2031/32	4,87	9,70
2033	708	20,37	8,94	2,55	11,11%	22,91	2032/33	4,95	9,70
2034	722	20,68	9,16	2,57	11,05%	23,25	2033/34	5,02	9,70
2035	736	21,02	9,40	2,59	10,99%	23,62	2034/35	5,11	9,70
2036	751	21,45	9,68	2,63	10,92%	24,08	2035/36	5,19	9,70
2037	768	21,77	9,93	2,65	10,85%	24,42	2036/37	5,29	9,70
2038	782	22,13	10,19	2,68	10,79%	24,81	2037/38	5,38	9,70
2039	794	22,45	10,42	2,70	10,73%	25,15	2038/39	5,45	9,70
2040	810	22,93	10,74	2,74	10,66%	25,67	2039/40	5,55	9,70
2041	826	23,24	10,99	2,76	10,61%	26,00	2040/41	5,64	9,70
2042	843	23,62	11,27	2,78	10,55%	26,40	2041/42	5,74	12,53
2043	858	23,95	11,51	2,81	10,50%	26,76	2042/43	5,82	12,53
2044	874	24,38	11,80	2,84	10,45%	27,23	2043/44	5,91	12,53
2045	891	24,65	12,02	2,86	10,40%	27,51	2044/45	5,99	12,53
2046	907	24,97	12,25	2,88	10,36%	27,85	2045/46	6,07	12,53
2047	924	25,29	12,48	2,91	10,31%	28,20	2046/47	6,15	12,53
2048	942	25,72	12,76	2,94	10,27%	28,66	2047/48	6,24	12,53
2049	958	25,93	12,95	2,95	10,23%	28,89	2048/49	6,32	12,53
2050	976	26,26	13,18	2,98	10,19%	29,23	2049/50	6,40	12,53
2051	994	26,58	13,42	3,00	10,15%	29,58	2050/51	6,48	12,53

* Un taux de pertes de 6,84 % a été considéré dans le calcul des besoins en énergie et de la puissance nécessaires pour alimenter le séchoir à bois et le broyeur.

** L'augmentation des pertes, consommation des centrales et usage interne en 2026 et 2027 s'explique principalement par la mise en fonction du système de stockage électrique à l'été 2026.

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 17;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 41;
 - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 18;
 - (iv) Pièce [B-0004](#), p. 18;
 - (v) Dossier R-4067-2021, décision [D-2022-053](#), p. 24;
 - (vi) Dossier R-4210-2022, pièce [B-0013](#), p.29, Tableau 7.1.

Préambule :

(i) « 7.2. Principales hypothèses de l'analyse économique
Les scénarios statu quo et projet de conversion du réseau d'Opitciwan à l'énergie renouvelable incluent les coûts paramétriques des investissements à réaliser sur la période, de même que les charges d'opération et de maintenance de la centrale au diesel. L'analyse intègre l'ensemble des coûts aux investissements, nets des subventions prévues de 9 M\$, et aux charges que le Distributeur doit réaliser sur la période d'analyse dans chacun des scénarios.

[...]

7.3. Demande de subvention

Le Distributeur a déposé une demande de subvention dans le cadre du volet Infrastructure verte de l'Entente bilatérale intégrée pour ses investissements permettant d'intégrer l'énergie renouvelable produite à partir de la centrale de cogénération à la biomasse forestière du Fournisseur. Une subvention potentielle de l'ordre de 9 M\$ a été intégrée à l'analyse économique du projet. »

(ii) « B) ESTIMATION DU COÛT DES TRAVAUX

Système de stockage d'énergie : 12 700 000 \$

Automatismes : 510 000 \$

Télécommunications : 1 100 000 \$

Réseau de distribution et mesurage : 2 190 000 \$

Autre _____ : * *** ** \$

Total* : 16 500 000 \$

* Coût total estimé pour les travaux d'intégration avant toute contribution provenant de subventions que le Distributeur pourrait obtenir. La Garantie pour couvrir les coûts d'intégration à l'article 33.1 inclut les subventions que le Distributeur prévoit encaisser avant la date de début des livraisons, lesquelles sont estimées à 3 500 000 \$. » [nous soulignons]

(iii) « La conversion du réseau d'Opitciwan à l'énergie renouvelable, qui inclut le CAÉ (scénario Biomasse + diesel), permet au Distributeur de générer un gain économique de 14 M\$ act. [actualisé] (2023) sur la période 2023-2051, soit une diminution des coûts actualisés de 5,5 % par rapport au scénario du statu quo (scénario Diesel). Les résultats de la comparaison économique sont présentés au tableau 2. »

(iv) À la référence numéro 11, le Distributeur indique qu'il a considéré dans l'analyse économique un coût en capital prospectif de 4,927 % et un taux d'inflation de long terme de 2 % et, que le coût d'emprunt et le taux de rendement s'appuient sur la décision D-2022-053 rendue par la Régie pour Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur).

(v) « [83] En conséquence, la Régie autorise, pour les années 2021 et 2022 :

- Un taux de rendement des capitaux propres à 8,200 %;
- Une structure de capital qui est composée de 70 % de dette et de 30 % de capitaux propres.

[85] Elle autorise pour les années 2021 et 2022 respectivement :

- Un coût moyen de la dette de 5,442 % et de 5,035 %;
- Un coût moyen pondéré du capital de 6,269 % et de 5,985 %;
- Un coût moyen pondéré du capital prospectif de 4,515 % et de 4,675 %. »

(vi) Dans le cadre du plan d'approvisionnement 2023-2032, le Distributeur présente au Tableau 7.1 les coûts évités par réseaux autonomes, dont Opitciwan pour l'année 2022.

Demandes :

5.1. La Régie comprend que le Distributeur peut obtenir une subvention potentielle de 9,0 M\$, laquelle est intégrée dans l'analyse économique (référence (i)). Elle note que le Distributeur prévoit encaisser des subventions estimées à 3,5 M\$ avant la date de début des livraisons (référence (ii)). Veuillez préciser à quel moment le Distributeur prévoit encaisser les autres subventions estimées à 5,5 M\$.

Réponse :

1 Le Distributeur prévoit avoir encaissé la totalité de la subvention potentielle de
2 9,0 M\$ à la suite des derniers investissements associés à l'intégration de
3 l'énergie renouvelable prévus durant l'année financière 2026-2027 de l'entité
4 subventionnaire. L'encaissement des subventions est possible après que le
5 Distributeur ait respecté ses engagements de rendre compte envers l'entité
6 subventionnaire, en avril suivant la fin de l'année financière applicable.

5.2. La Régie note que le Distributeur a utilisé dans son analyse économique un coût du capital prospectif de 4,927 % (référence (iv)), alors que celui autorisé pour l'année 2022 est de 4,675 % (référence (v)). Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a considéré un coût de capital prospectif différent de celui autorisé par la Régie pour l'année 2022.

Réponse :

7 Comme illustré au tableau R-5.2, le Distributeur a utilisé un taux d'actualisation
8 de 4,927 %. En s'appuyant sur la décision D-2022-053 rendue pour
9 Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur)
10 pour mettre à jour le coût d'emprunt ainsi que le taux de rendement, le
11 Distributeur a appliqué ces valeurs, en utilisant la structure de capital et de
12 dettes qui lui est propre, pour obtenir le taux d'actualisation de 4,927 %.

TABLEAU R-5.2 :
DÉTAIL DU CALCUL DU TAUX D'ACTUALISATION

		Taux du coût en capital prospectif	
		HQT 2022 ⁽¹⁾	HQD 2022 ⁽²⁾
Part d'endettement	a	70%	65%
Coût de la dette	b	3,165%	3,165%
Portion dette du taux	c = a x b	2,215%	2,057%
Part des capitaux propres	d = 1-a	30%	35%
Exigence de rendement pour capitaux propres	e	8,200%	8,200%
Portion capitaux propres du taux	f = d x e	2,460%	2,870%
Taux	c + f	4,675%	4,927%

Sources et notes :

⁽¹⁾ HQT- Tel qu'approuvé par la Régie de l'énergie dans la décision D-2022-053, du 22 avril 2022.

⁽²⁾ HQD- Le coût d'emprunt ainsi que le taux de rendement s'appuient sur la décision D-2022-053 rendue pour le Transporteur.

5.2.1. S'il s'agit d'une erreur, veuillez fournir une nouvelle analyse de comparaison économique en utilisant le taux de 4,675 % autorisé par la Régie pour le Transporteur. Veuillez commenter les nouveaux résultats.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'a pas commis d'une erreur, car il utilise son propre taux**
 2 **d'actualisation. La source du taux d'actualisation considéré est décrite en**
 3 **réponse à la question 5.2.**

4 **Si le Distributeur avait utilisé le taux d'actualisation plus faible du Transporteur**
 5 **de 4,675 %, le résultat de l'analyse économique aurait été plus favorable de**
 6 **1 M\$ act. 2023 additionnel pour le scénario de conversion du réseau**
 7 **d'Opitciwan.**

5.3. Veuillez fournir tous les taux et les coûts (chiffres à l'appui) considérés dans l'analyse de comparaison économique, en précisant leur source.

Réponse :

8 **Les informations demandées sont précisées dans le fichier Excel**
 9 **HQD-01-1.1.xlsx, à l'onglet Économique, déposé le 6 avril 2023 comme**
 10 **complément de preuve (B-0010).**

5.4. Veuillez indiquer à quoi correspond la perte de revenu estimée à 2 M\$, indiquée au tableau 2 (référence (ii)).

Réponse :

11 **Il ne s'agit pas d'une perte de revenus, mais plutôt les revenus additionnels**
 12 **marginiaux associés au broyeur du scénario de conversion du réseau**
 13 **d'Opitciwan.**

5.5. La Régie note, à la référence (vi), qu'en 2022 le coût évité en énergie est de 36,42 ¢/kWh et celui en puissance est de 20,07 ¢/kWh pour le RAO, représentant un coût évité total de 56,49 ¢/kWh. Veuillez fournir les coûts évités prévus pour le RAO durant la période 2023-2051, par annuité croissante exprimée en ¢/kWh, en complétant le tableau suivant.

Statu quo	2023	2024	2025	2026	2026	2027	2028	[...]	2051
Coût évité en énergie (¢/kWh)									
Coût évité en puissance (¢/kWh)									
Coût évité total (¢/kWh)									
Biomasse-diesel-SSÉ									

Coût évité en énergie (¢/kWh)									
Coût évité en puissance (¢/kWh)									
Coût évité total (¢/kWh)									

Réponse :

- 1 Les informations ont été mises à jour dans le tableau R-5.5. Le Distributeur
- 2 précise que dans le cas d'une annuité croissante, la même indexation de 2 %
- 3 s'applique d'une année à l'autre. Pour cette raison, le Distributeur ne présente
- 4 pas les années 2029 à 2050 dans le tableau R-5.5.

TABLEAU R-5.5 :
COÛTS ÉVITÉS DU RÉSEAU AUTONOME D'OPITCIWAN

Statu quo	2023	2024	2025	2026	2026	2027	2028	[...]	2051
Coût évité en énergie (¢/kWh)	37,15	37,89	38,65	39,42	40,21	41,02	41,84		64,68
Coût évité en puissance (¢/kWh)	20,47	20,88	21,30	21,73	22,16	22,60	23,06		35,64
Coût évité total (¢/kWh)	57,62	58,77	59,95	61,15	62,37	63,62	64,89		100,32
Biomasse-diesel-SSE									
Coût évité en énergie (¢/kWh)	31,89	32,53	33,18	33,84	34,52	35,21	35,91		55,52
Coût évité en puissance (¢/kWh)	19,50	19,89	20,29	20,69	21,10	21,53	21,96		33,95
Coût évité total (¢/kWh)	51,39	52,41	53,46	54,53	55,62	56,73	57,87		89,46