

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**  
**(« RÉGIE »)**

**R-4207-2022**

**Demande d'approbation des critères d'évaluation des soumissions  
et de leur pondération pour les appels d'offres de 1300 MW  
d'énergie renouvelable et de 1000 MW d'énergie éolienne**

**MÉMOIRE**  
DU REGROUPEMENT NATIONAL DES  
CONSEILS RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC  
**(« RNCREQ »)**



**Préparé par :**  
M. Martin Vaillancourt, directeur général du RNCREQ,

**Avec la participation de :**  
M. Philip Raphals, analyste externe du Centre Hélios

**Procureur :** M<sup>e</sup> Jocelyn Ouellette

**19 décembre 2022**

## **COORDONNÉES**

### **Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)**

Maison du développement durable, bureau 380.A  
50, rue Sainte-Catherine Ouest  
Montréal (Québec) H2X 3V4  
<https://rncreq.org/>

Tél. : 514-861-7022  
[info@rncreq.org](mailto:info@rncreq.org)

### **Centre Hélios**

326, boul. St-Joseph est, bureau 100  
Montréal (Québec) H2T 1J2  
<https://centrehelios.org/en/>

Tél. : 514-849-7091  
Fax : 206-984-9421  
[philip@centrehelios.org](mailto:philip@centrehelios.org)

### **Me Jocelyn Ouellette**

6217, rue Laurendeau  
Montréal (Québec) H4E 3X8

Tél. : 514-436-0759  
Fax : 450-823-2326  
[jo.ouellette@gmail.com](mailto:jo.ouellette@gmail.com)

## Table de Matières

1. Recommandations du RNCREQ.....	3
2. Introduction .....	4
3. Modification à la Procédure applicable aux appels d’offres et d’octroi .....	5
3.1. Contexte et décisions antérieures .....	6
3.1.1. Approbation initiale (Décision D-2001-191).....	6
3.1.2. Décisions et modifications subséquentes.....	8
3.2. Nécessité de moderniser la Section 3.1 .....	12
3.2.1. Le problème « textuel ».....	13
3.2.2. Le problème dans l’application « pratique » .....	18
3.3. Possibilités pour moderniser de la Procédure .....	21

## **LES APPELS D’OFFRES DE 1300 MW D’ÉNERGIE RENOUVELABLE ET 1000 MW D’ÉNERGIE ÉOLIENNE**

4. Enjeux.....	23
4.1. L’enjeu des impacts environnementaux et sociaux parmi les sources d’énergie renouvelables.....	23
4.1.1. La nécessité d’en tenir compte.....	23
4.1.2. Les moyens de tenir compte des impacts environnementaux.....	26
4.1.3. La certification Écologo .....	26
4.1.4. Green-E.....	29
4.2. L’enjeu des parcs existants .....	30
4.3. Les services d’équilibrage .....	33
5. L’appel d’offres 2022-01 pour 1300 MW d’énergie renouvelable .....	35

5.1. Les exigences minimales pour l'étape 1 .....	35
5.2. La grille d'analyse .....	36
6. L'appel d'offres pour 1000 MW d'énergie éolienne .....	39
6.1. Les exigences minimales pour l'étape 1 .....	39
6.2. La grille d'analyse .....	39
7. Conclusion et recommandations .....	42

# 1. Recommandations du RNCREQ

Pour les motifs qui seront plus amplement détaillés ci-après, les recommandations du RNCREQ sont les suivantes :

- i. Le RNCREQ recommande fortement à la Régie d'instituer une phase 2 dans le présent dossier afin que la Régie se penche sur les modifications qu'il serait approprié d'apporter à la Procédure d'appels d'offres et d'octroi pour la moderniser. Quant au cadre d'une telle phase, le RNCREQ s'en remet à la discrétion de la Régie, mais il suggère que le tout se fasse par audience publique et que les sujets permettent d'étudier toute modification pertinente qui serait suggérée par les parties;

Quant aux appels d'offres qui font spécifiquement l'objet du présent dossier :

- ii. Le RNCREQ recommande à la Régie d'ajouter une exigence minimale à l'appel d'offres concernant le bloc de 1300 MW d'énergie renouvelable, à savoir que toute soumission déposée ne doit pas utiliser plus de 25% de combustible non renouvelable. Cette exigence minimale pourrait se libellée ainsi et être ajoutée au Tableau 1 de la pièce [B-0011](#) du Distributeur ;

**TABLEAU 1 RÉVISÉ :**  
**EXIGENCES MINIMALES – BLOC DE 1 300 MW D'ÉNERGIE RENOUVELABLE**

	<b>EXIGENCES MINIMALES (Étape 1) A/O 1 300 MW d'énergie renouvelable (A/O 2022-01)</b>	<b>Ajustements proposés par rapport à l'A/O 480 MW d'énergie renouvelable (A/O 2021-01)</b>
1.	Choix et contrôle du site	Pas de changement.
2.	Expérience du soumissionnaire	Pas de changement, c'est-à-dire détenir une expérience dans le développement ou dans l'exploitation d'au moins un projet de production d'électricité de nature similaire à celui proposé sur une base commerciale.
3.	Délais de raccordement et intégration des équipements de production	Pas de changement, tous les travaux d'intégration requis pour assurer un raccordement ferme au réseau d'Hydro-Québec de l'installation de production d'électricité (« IPE ») doivent être complétés à temps pour respecter la date garantie de début des livraisons.
4.	Ressources de production admissibles	Pas de changement, l'électricité doit être produite à partir d'IPE de source <b>d'énergie renouvelable</b> . Un soumissionnaire peut déposer un projet combinant une ressource de production admissible avec du stockage d'énergie.
5.	Durée du contrat	Pas de changement, c'est-à-dire que le soumissionnaire doit s'engager pour une durée contractuelle égale ou supérieure à vingt (20) ans.
6.	Date garantie de début des livraisons	Le soumissionnaire doit s'engager sur une date de début des livraisons au 1 <sup>er</sup> décembre 2027. Il pourra offrir des dates alternatives pour une mise en service au 1 <sup>er</sup> décembre 2028 et/ou au 1 <sup>er</sup> décembre 2029.  <u>La date garantie la plus hâtive pour le début des livraisons est le 1<sup>er</sup> décembre 2027 et la date la plus tardive est le 1<sup>er</sup> décembre 2029.</u>
7.	Énergie renouvelable	Pour tout projet thermique, au moins 75% du combustible utilisé doit être de source renouvelable

- iii. Le RNCREQ recommande que la Régie modifie les grilles d'analyse proposées par le Distributeur de façon à ce que celles-ci correspondent aux grilles détaillées aux sections 5.2 et **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** des présentes. Plus précisément, les modifications proposées sont les suivantes :
- a. Le RNCREQ soumet que les grilles d'analyse proposées, où seulement un point ou deux est accordé aux impacts environnementaux, ne respecte par les politiques énergétiques du gouvernement ni le plan stratégique du Distributeur ni l'article 5 LRÉ. Le RNCREQ recommande donc de changer le nom de la section « *Existence d'un système de certification environnementale* » pour « *Minimisation et gestion des impacts environnementaux* » et d'y inclure 10 points pour chacune des certifications Ecologo et Green-e. Combiné avec les autres modifications proposées, cela aura pour effet de diminuer l'importance du « Coût de l'électricité » au profit des critères non monétaire (particulièrement ceux liés aux impacts environnementaux) dans une proportion de 35 points pour le « Coût de l'électricité » et 65 pour les critères non monétaires;
  - b. Le RNCREQ recommande aussi d'augmenter les points négatifs liés aux émissions de GES au-delà de 10 % (pour l'appel d'offres de 1300 MW d'énergie renouvelable). Cette recommandation vise à substituer les valeurs -4, -8 et -10 là où le Distributeur avait proposé -3, -4 et -5;
  - c. Enfin, le RNCREQ recommande de rééquilibrer les balises concernant la « Valorisation des rejets thermiques » afin que les paliers de pointage négatifs correspondent à des tranches de 5% (pour l'appel d'offres de 1300 MW d'énergie renouvelable). Autrement, la proposition actuelle du Distributeur a pour effet de décourager les soumissionnaires à viser 40% ou plus de valorisation des rejets thermiques.

## 2. Introduction

Dans sa décision procédurale [D-2022-134](#), la Régie indiquait que les sujets pour l'examen du présent dossier étaient les suivants :

- A. Les caractéristiques des produits recherchés,
- B. Les exigences minimales qui s'appliqueront à l'étape 1 du processus de sélection des soumissions; et
- C. les grilles d'analyse que le Distributeur propose d'utiliser pour l'évaluation des soumissions, lesquelles seront utilisées à l'étape 2 du processus de sélection des soumissions, conformément à la Procédure d'appel d'offres.

En plus de ces sujets, la Régie invitait aussi le RNCREQ à expliquer davantage les motifs pour lesquels la Régie devrait moderniser la Procédure d'appels d'offres et d'octroi lors des prochains appels d'offres.

Avant qu'il n'aborde les critères d'évaluation pour les deux appels d'offres, le RNCREQ saisira l'invitation de la Régie et élaborera sur les raisons qui justifient de modifier la Procédure d'appels d'offres et d'octroi afin de la moderniser (Section 3). Comme il sera plus amplement détaillé dans cette section, le RNCREQ estime que la procédure actuelle n'accorde pas suffisamment de poids aux critères non monétaires. Cette lacune se manifeste tout d'abord dans le texte même de la procédure, ce que nous appelons les problèmes « textuels » de la Procédure, mais nous verrons que même dans son application « pratique », la Procédure d'appel d'offres et d'octroi accorde un poids disproportionné aux critères monétaires par rapport aux critères non monétaires.

Cette analyse de la Procédure d'appels d'offres et d'octroi mènera le RNCREQ à recommander que la Régie institue une phase 2 afin de décider des modifications qui devraient être apportées à la procédure pour la moderniser.

Dans un deuxième temps, le RNCREQ abordera ensuite chacun des deux appels d'offres visés par le présent dossier. La Section 4 traitera d'enjeux importants liés à ces appels d'offres, alors que la Section 5 se concentrera sur les exigences minimales et la grille d'analyse de l'appel d'offres de 1300 MW d'énergie renouvelable et la Section 6 portera sur ces mêmes sujets, mais pour l'appel d'offres de 1000 MW d'énergie éolienne.

Cependant soulignons dès maintenant que pour l'un et l'autre des appels d'offres, le RNCREQ aurait formulé des recommandations différentes si la Procédure d'appels d'offre et d'octroi avait pu être modifiée préalablement. Cela dit, le RNCREQ a pris bonne note des motifs énoncés par la Régie pour ne pas modifier la procédure en vue des appels d'offres qui doivent être lancés au plus tard le 31 décembre 2022 et il a donc adapté ses recommandations en conséquence.

### **3. Modification à la Procédure applicable aux appels d'offres et d'octroi**

Avant d'aborder les motifs qui justifient selon le RNCREQ de moderniser la *Procédure applicable aux appels d'offres et d'octroi* (la « **Procédure d'appels d'offres** »), un bref historique de celle-ci s'impose.

## 3.1. Contexte et décisions antérieures

### 3.1.1. Approbation initiale (Décision D-2001-191)

Le 16 juin 2000, la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*<sup>1</sup> est sanctionnée et les nouveaux articles 74.1 et 74.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie (« **LRÉ** ») entrent en vigueur.

Ces articles se lisent alors comme suit :

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

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

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

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

3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas où l'appel d'offres prévoit que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie, en tenant compte du prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement;

4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire.

---

<sup>1</sup> [LQ 2000, c. 22, a. 27.](#)



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

« **74.2.** La Régie surveille l'application de la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que du code d'éthique, prévus à l'article 74.1, et examine si ceux-ci ont été respectés. À cette fin, elle peut exiger tout document ou renseignement utile. La Régie fait rapport de ses constatations au distributeur d'électricité et au fournisseur choisi.

Le distributeur d'électricité ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement. »

Conformément à cette modification législative, le Distributeur dépose, le ou vers le 27 avril 2001, une [Demande relative à l'approbation de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi et du Code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres](#) dans le dossier [R-3462-2001](#) de la Régie. Le Distributeur joint à cette demande sa proposition initiale de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi<sup>2</sup>, de même que sa proposition initiale du Code d'éthique<sup>3</sup>.

Le 24 juillet 2001, la Régie rend sa décision [D-2001-191](#) et approuve la Procédure d'appel d'offres et d'octroi, après y avoir apporté les quelques modifications qui apparaissent à l'Annexe 1 de la décision<sup>4</sup>.

Dans sa décision, la Régie indique « [qu'au] *moment opportun, la Régie pourra apporter les ajustements nécessaires pour adapter le contenu de la Procédure d'appels d'offres et d'octroi au contexte des approvisionnements du distributeur* »<sup>5</sup> ou encore « [qu'une] *réévaluation par la Régie pourrait être faite à la lumière de l'expérience qui sera vécue lors des futurs appels d'offres* »<sup>6</sup>.

Cela dit, comme nous le verrons à la section suivante, bien peu de changement ont été apportés à la Procédure d'appels d'offres et d'octroi depuis son approbation en juillet 2001.

---

<sup>2</sup> [R-3642-2001](#), pièce [HQD-1-1](#)

<sup>3</sup> [R-3642-2001](#), pièce [HQD-1-2](#)

<sup>4</sup> [D-2001-191](#), p. 30. Dans cette même décision, la Régie approuve aussi le Code d'éthique proposé par le Distributeur. Le texte proposé ne fera pas l'objet de modifications (voir l'Annexe 2), mais la Régie précise toutefois certains points par rapport au Code d'éthique, tel qu'il appert des pages 24 à 26 de la décision.

<sup>5</sup> [D-2001-191](#), p. 11. Voir également pages 14-15.

<sup>6</sup> [D-2001-191](#), p. 22.

### 3.1.2. Décisions et modifications subséquentes

Le 2 août 2002, soit à peine un an après l'approbation de la Procédure d'appels d'offres et d'octroi, la Régie rend sa décision [D-2002-169](#) dans le dossier [R-3470-2001](#) (Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2002-2011). Dans la Partie II de cette décision<sup>7</sup>, la Régie aborde la Procédure d'appels d'offres et d'octroi et se prononce sur différentes modalités qui seront appliquées aux appels d'offres lancés suite au plan d'approvisionnement 2002-2011.

La Régie indique alors que « [ces modalités] *pourront éventuellement être modifiées pour les appels d'offres subséquents et ajustées en fonction de l'expérience acquise ou pour s'adapter aux spécificités des prochains appels d'offres* »<sup>8</sup>. Cette possibilité d'ajustement et réaction à l'expérience acquise suite aux prochains appels d'offres est récurrente à la décision [D-2002-169](#)<sup>9</sup>. Soulignons toutefois qu'à cette époque la Régie estimait « qu'il [n'était] pas opportun de modifier la procédure d'appel d'offres alors que celle-ci [n'avait] pas encore été testée ». La Régie ajoutait d'ailleurs qu'elle « [s'attendait] à ce que, lors des appels d'offres à venir, la méthodologie d'affectation des points non monétaires soit bien définie<sup>10</sup> ainsi que la façon dont les critères de l'étape 2 [seraient] pris en compte dans les modèles de simulation de l'étape 3 »<sup>11</sup>.

La décision [D-2002-169](#) abordait également l'enjeu d'inclure aux grilles de sélection des offres un critère relatif au développement durable<sup>12</sup>. La Régie concluait sur ce point en demandant au Distributeur « *de proposer à la Régie, avant le prochain appel d'offres de long terme, un critère non monétaire relié au développement durable et de lui attribuer un pointage significatif à l'intérieur des 40 points alloués à l'ensemble des critères non monétaires de la grille de sélection.* »<sup>13</sup>

Deux ans plus tard, soit le ou vers le 1<sup>er</sup> juin 2004, le Distributeur donne suite à cette conclusion de la Régie et dépose une demande pour faire approuver sa proposition de critère non monétaire relié au développement durable<sup>14</sup> (dossier [R-3525-2004](#)). Le 13 octobre 2004, la Régie rend sa décision [D-2004-212](#) et approuve le critère non monétaire relié au développement durable afin que celui-ci soit appliqué à tous les appels d'offres de long terme.

La Régie fixe aussi les pointages des critères non monétaires, mais indique cependant que « *lorsque le gouvernement indiquera des préoccupations économiques, sociales ou environnementales à prendre en compte pour un bloc d'énergie, le Distributeur devra*

---

<sup>7</sup> [D-2002-169](#), pages 54 et suivantes.

<sup>8</sup> [Id.](#)

<sup>9</sup> Voir notamment : p. 58, 5<sup>e</sup> paragraphe; p. 61, 2<sup>e</sup> paragraphe; p. 63, 2<sup>e</sup> paragraphe.

<sup>10</sup> Note de bas de page no 180 dans la citation originale : « Décision [D-2002-17](#), 21 janvier 2002, p. 33 ».

<sup>11</sup> [D-2002-169](#), p. 66, 2<sup>e</sup> paragraphe.

<sup>12</sup> [D-2002-169](#), Section 4.4, p. 66 et ss.

<sup>13</sup> [Id.](#), p. 72, 4<sup>e</sup> paragraphe.

<sup>14</sup> Dossier [R-3525-2004](#), pièce [HQD-1-1](#).

*présenter une demande à la Régie pour modifier sa grille d'évaluation des soumissions en conséquence* »<sup>15</sup>. D'ailleurs, concernant l'indicateur *Émissions de GES*, la Régie mentionne que « [a]dvenant l'adoption de nouvelles lois, normes ou politiques, il sera toujours temps de modifier le critère de développement durable en fonction des engagements pris au niveau national »<sup>16</sup>. Enfin, la Régie conclut sa décision sur le critère non monétaire en soulignant qu'elle partage l'opinion du Distributeur « à l'effet qu'aucun critère ne devrait se voir allouer un pointage inférieur à 5 afin de lui maintenir une certaine importance »<sup>17</sup>. Elle fixe ensuite à 5 points chacun des critères *Faisabilité du projet*, *Expérience pertinente* et *Flexibilité*<sup>18</sup>.

Le 13 décembre 2006, [La loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives](#) est sanctionnée. Cette loi vient notamment modifier l'article 74.1 de la LRÉ afin d'y inclure les projets d'efficacité énergétiques et ajoute l'article 74.3<sup>19</sup>. Ces articles n'ont pas changé depuis et se lisent maintenant ainsi (les modifications par rapport au texte original étant soulignées) :

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

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

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

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

3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas où l'appel d'offres prévoit que la totalité ou une

---

<sup>15</sup> [D-2004-212](#), p. 8, 4<sup>e</sup> paragraphe.

<sup>16</sup> [Id.](#), p. 14, 2<sup>e</sup> paragraphe.

<sup>17</sup> [Id.](#), p. 22, 3<sup>e</sup> paragraphe.

<sup>18</sup> [Id.](#)

<sup>19</sup> [LQ 2006, c. 46, a. 43.](#)

partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie, en tenant compte du prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement;

4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire.

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

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

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

[...]

« 74.3. Malgré les articles 74.1 et 74.2, le distributeur d'électricité peut, dans le cadre d'un programme d'achat d'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable dont les modalités ont été approuvées par la Régie, acheter de l'électricité d'un client dont la production excède sa propre consommation ou d'un producteur, sans être tenu à la procédure d'appel d'offres.

Le présent article ne s'applique qu'à l'égard de l'électricité produite à partir d'une installation dont la capacité maximale de production est fixée par règlement du gouvernement. »

En 2013, l'article 74.1.1 est ajouté à la LRE afin de prévoir une dispense pour le Distributeur de recourir à la Procédure d'appel d'offres dans le cadre de certains contrats conclus auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone et l'article 74.2 est modifié en conséquence<sup>20</sup>. Ces changements sont toutefois de courte durée, puisque l'article 74.1.1 est abrogé en 2015 et l'article 74.2 retrouve sa forme originale<sup>21</sup>.

Entretemps, en 2014, la Régie rend la décision [D-2014-180](#) dans le dossier [R-3866-2013](#) relativement à l'approbation d'une grille de pondération des critères d'évaluation pour l'appel d'offres de 450 MW d'énergie éolienne. Dans ce dossier, le Distributeur proposait d'attribuer 40 points au coût de l'électricité et 60 points pour les critères non monétaires<sup>22</sup>.

---

<sup>20</sup> [LQ 2013, c. 16, a. 5 et 6.](#)

<sup>21</sup> [LQ 2015, c. 8, a. 18 et 19.](#)

<sup>22</sup> Dossier [R-3866-2013](#), document [B-0001](#), p. 3 et 5.

À cet égard, la Régie était intervenue dans sa Décision [D-2014-180](#) pour modifier la grille telle que proposée par le Distributeur et retrancher 5 points au « Coût de l'électricité » et les ajouter au « Contenu québécois additionnel au minimum de 60% exigé », de même qu'afin de retrancher 1 point à chacun des critères « Capacité financière », « Faisabilité du projet » et « Expérience pertinente » pour ajouter ces 3 points à la « Fabrication et assemblage de composantes stratégiques au Québec »<sup>23</sup>.

Le dossier [R-3866-2013](#), terminé en 2014, fût le dernier où la Régie dû se pencher sur l'approbation d'une grille de pondération des critères d'évaluation pour un appel d'offres, avant la phase 3 du récent dossier [R-4110-2019](#).

Soulignons d'ailleurs que depuis son instauration en juillet 2001, soit il y a plus de 20 ans, la Procédure d'appel d'offres et d'octroi n'a jamais été revue ou modifiée et relativement peu de dossiers ont concerné l'approbation d'une grille de pondération. En effet, à titre de référence, le RNCREQ identifie ci-dessous les huit (8) dossiers qu'il a relevés concernant l'approbation d'une grille de pondération ou la détermination d'un pointage relativement à celle-ci (avant le présent dossier).

<b>DOSSIER</b>	<b>DATE</b>	<b>DÉCISION</b>	<b>DESCRIPTION</b>
<a href="#">R-4110-2019</a> , <a href="#">phase 3</a>	23 décembre 2021	<a href="#">D-2021-173</a>	Bloc de 480 MW d'énergie renouvelable & Bloc de 300 MW d'énergie éolienne
<a href="#">R-3866-2013</a>	20 octobre 2014	<a href="#">D-2014-180</a>	Bloc d'énergie éolienne 450 MW
<a href="#">R-3695-2009</a>	3 juillet 2009	<a href="#">D-2009-084</a>	125 MW d'énergie produite par cogénération à la biomasse
<a href="#">R-3685-2009</a>	5 juin 2009	<a href="#">D-2009-073</a>	Deux blocs de 250 MW d'énergie éolienne
<a href="#">R-3628-2007</a>	25 mai 2007	<a href="#">D-2007-59</a>	Bloc d'énergie éolienne 2 000 MW
<a href="#">R-3595-2006</a> en révision de <a href="#">R-3589-2005</a>	21 décembre 2006 (28 octobre 2005)	<a href="#">D-2006-166</a> en révision de <a href="#">D-2005-201</a>	
<a href="#">R-3540-2004</a>	27 août 2004	<a href="#">D-2004-180</a>	Bloc d'énergie produit par cogénération à

<sup>23</sup> [D-2014-180](#), paragraphes 58 et 64.

			partir d'une capacité installée de 800 MW
<a href="#">R-3513-2003</a>	8 avril 2003	<a href="#">D-2003-69</a>	Bloc d'énergie éolienne 1 000 MW & Bloc d'énergie produit avec de la biomasse 100 MW

Ce survol des décisions antérieures relatives à la Procédure d'appel d'offres et d'octroi mène le RNCREQ à croire que le temps est venu de moderniser cette Procédure, tel que plus amplement détaillé ci-après.

### **3.2. Nécessité de moderniser la Section 3.1**

Tel que précédemment mentionné, le processus de sélection établi dans la décision [D-2001-191](#) a été mis en application, sans modification, depuis son instauration il y a plus de 20 ans.

Le RNCREQ entend ici s'attarder à un point spécifique de la Procédure d'appels d'offres qui devrait être modernisé selon lui, à savoir le processus de sélection à la section 3.1. Cependant, cet exercice ne se veut pas exhaustif quant à tout ce qui pourrait ou devrait être modifier par rapport à cette Procédure d'appels d'offres. Le RNCREQ conçoit aisément que d'autres parties (possiblement d'autres intervenants, ou des soumissionnaires, ou même le Distributeur) pourraient vouloir apporter d'autres changements à la Procédure d'appels d'offres, mais ce n'est pas le but du présent exercice.

À cet égard, le RNCREQ prend bonne note des propos de la Régie au paragraphe 25 de sa décision procédurale [D-2022-134](#) et n'entend justifier ici que la pertinence d'« ouvrir la porte » à des modifications de la Procédure d'appels d'offres. La possibilité de tenir une phase 2 pour étudier le mérite de ces modifications est tout à fait approprié et cela permettra à toutes les parties de valoir leurs points de vue en fonctions de leurs intérêts respectifs.

Cela étant dit, le problème identifié par le RNCREQ dans la Procédure d'appels d'offres se situe au niveau du processus de sélection des soumissions, plus précisément aux étapes 2 et 3. Ce processus est détaillé à la section 3.1 de la Procédure, laquelle peut

être consultée en tout temps sur le [site internet d'Hydro-Québec](#)<sup>24</sup>, mais tire en fait son origine de l'Annexe 1 de la décision [D-2001-191](#)<sup>25</sup>.

Rappelons que ce processus de sélection comporte trois étapes:

- Étape 1 - Les soumissions qui ne satisfont pas les exigences minimales sont exclues;
- Étape 2 - Les soumissions restantes sont classées par catégorie selon le type de produits offerts, et sont évaluées individuellement selon les critères à incidence monétaire et non monétaire et sont pondérées selon la grille d'analyse. Cela permet « *un premier classement des soumissions afin de limiter le nombre de combinaisons de soumissions qui seront analysées plus en détail à l'étape suivante* »;
- Étape 3 – Le Distributeur forme des combinaisons de soumissions pour atteindre les quantités d'électricité recherchées, selon les conditions demandées. Il sélectionne ensuite la combinaison de projets comportant le coût le plus bas, incluant les coûts de transport applicables<sup>26</sup>.

Soit dit avec égards, c'est dans ces étapes 2 et 3 que le bât blesse selon le RNCREQ : la « valeur » du pointage non monétaire identifié à l'étape 2 n'a ultimement que peu (voire aucune) influence sur le sort des soumissions qui seront retenues à la fin de l'étape 3. Cette problématique se présente sous deux formes, une que nous pourrions qualifier de « textuelle » et l'autre d'« application en pratique ».

Nous aborderons ci-après plus en détails pourquoi il en est ainsi dans l'un et l'autre de ces aspects « textuel » et « pratique ».

### **3.2.1. Le problème « textuel »**

Ce que nous entendons par « problème textuel », est un problème qui peut se concevoir à la simple lecture de la Procédure d'appel d'offres, en faisant abstraction de la façon dont l'applique le Distributeur dans les faits.

Pour observer comment les critères monétaires n'ont que peu ou pas de poids dans à cet égard, il faut se rapporter au texte intégral du processus de sélection qui se trouve à la Procédure d'appels d'offres<sup>27</sup> :

---

<sup>24</sup> <https://www.hydroquebec.com/achats-electricite-quebec/documentation.html>, où on y trouve un lieu pour la [Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité](#).

<sup>25</sup> [D-2001-191](#), page 37.

<sup>26</sup> [B-0011](#), page 9.

<sup>27</sup> [Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité, p. 7.](#)

### 3. SÉLECTION DES SOUMISSIONS

#### 3.1 PROCESSUS DE SÉLECTION

[...]

Dans une deuxième étape, les soumissions restantes sont classées par catégorie selon les caractéristiques des produits offerts (puissance seulement, puissance et énergie annuelle, puissance et énergie d'hiver seulement, etc.). Chaque soumission est étudiée sur une base individuelle sans prendre en compte les interactions possibles avec d'autres soumissions ou avec les contrats existants du Distributeur. Une évaluation des critères à incidence non monétaire est réalisée (capacité financière d'un soumissionnaire, expérience, risque technologique, etc.), ainsi qu'une évaluation des critères à incidence monétaire. Les résultats sont pondérés en utilisant la grille d'analyse des soumissions. Les soumissions sont ensuite regroupées en fonction des résultats obtenus lors de cette évaluation. Cette étape permet d'effectuer un premier classement des soumissions afin de limiter le nombre de combinaisons de soumissions qui seront analysées plus en détail à l'étape suivante.

Comme nous l'avons vu c'est à cette étape qu'une note est attribuée aux critères « non monétaires » des soumissions. Or, leur évaluation se fait aussi conjointement avec les critères « monétaires ». D'autre part on notera que selon le texte de la Procédure à l'étape 2 aucune soumission n'est écartée. Il s'agit simplement de regrouper l'ensemble des soumissions selon leurs résultats obtenus, mais toutes les soumissions « passent » à l'étape 3.

L'étape 3 se détaille ainsi :

Dans la troisième étape, les critères à incidence monétaire sont évalués de façon plus détaillée, en tenant compte des interactions entre les diverses sources d'approvisionnement du Distributeur. Ainsi, les meilleures soumissions de chaque catégorie sont retenues pour former des combinaisons permettant d'atteindre les quantités d'électricité indiquées à l'appel d'offres compte tenu des conditions demandées. Chaque combinaison est évaluée pour déterminer son impact sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur, compte tenu de la valeur des options offertes et de l'impact sur le coût de transport applicable. Le choix et le nombre de soumissions retenues pour cette étape peuvent varier en fonction des besoins à combler, de l'envergure des soumissions et des possibilités pour le Distributeur de combiner des soumissions. Quand deux combinaisons de soumissions offrent le même prix, les critères non monétaires sont pris en considération. (nos soulignements)

On peut donc noter qu'à cette étape 3, soit l'étape finale qui détermine les soumissions retenues, c'est à toutes fins pratiques les coûts qui déterminent les combinaisons de soumissions qui seront choisies. Ainsi, une soumission qui aurait très peu de points « non



monétaire » à l'étape 2 pourrait tout de même bien se classer si son prix est parmi les plus bas. En effet, les critères « non monétaires » ne sont pris en considération que lorsque « deux combinaisons de soumissions offrent le même prix ».

Il est loisible de se demander à quelle fréquence deux combinaisons de soumissions vont offrir le même prix, et donc à quelle fréquence les critères non monétaires pourraient influencer le choix des soumissions. Le RNCREQ estime ici que par la nature même de la mécanique de sélection, ce nombre doit être bien minime, voire nul.

Cela est d'autant plus inquiétant que l'existence même des critères non monétaires devrait servir à contrebalancer le poids d'un choix qui ne serait autrement basé que sur le coût. En effet, l'époque où le coût le plus bas primait sans égard aux enjeux sociaux et environnementaux est depuis longtemps révolue.

D'ailleurs, lors de l'adoption initiale de la Procédure d'appels d'offres en 2001, l'article 5 LRÉ se lisait comme suit :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. »

Depuis, cet article a été modifié<sup>28</sup> par l'ajout de la phrase soulignée :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. »

On notera aussi que la politique énergétique du gouvernement met beaucoup d'emphasis sur le développement durable, ce qui n'était pas le cas en 2001. Il serait donc tout à fait normal de songer à revoir la Procédure d'appels d'offres, notamment à l'égard de la place qu'elle réserve aux critères non monétaires.

Dans son Plan stratégique 2016-2020, Hydro-Québec s'était donné le défi de « trouver un juste équilibre entre les 3 dimensions du développement durable »<sup>29</sup>, soit l'environnement, l'économie et la société. Par ailleurs, son Plan stratégique suivant (2020-2024) précise que les options pour répondre aux besoins à long terme en électricité propre seront analysées au regard entre autres de l'acceptabilité environnementale et

---

<sup>28</sup> [LQ 2016, c. 35](#), a. 3.

<sup>29</sup> Hydro-Québec, [Plan stratégique 2016-2020](#), page 11.

l'accueil favorable par le milieu, en plus des coûts associés aux différentes options.<sup>30</sup> Enfin, le plus récent Plan stratégique (2022-2026) s'articule autour de la transition énergétique et définit cette transition comme étant « *l'ensemble des transformations engagées pour réduire l'impact environnemental de la production, de la distribution et de la consommation d'énergie.* »<sup>31</sup>

Le RNCREQ soumet qu'un régime où l'acceptabilité environnementale et sociale n'est prise en compte qu'afin de distinguer deux projets de coûts égaux ne représente pas un « *juste équilibre entre les trois dimensions du développement durable* ».

Conséquemment, une structure décisionnelle où les impacts environnementaux n'ont qu'une place marginale et où, à toutes fins pratiques, les coûts déterminent à eux seuls le choix de soumissions ne nous apparaît plus compatible avec ces énoncés de stratégie corporative.

D'autant plus que ce Plan stratégique a été mandaté explicitement par le gouvernement du Québec dans sa Politique énergétique 2030<sup>32</sup>.

Il est donc évident que la procédure en vigueur depuis 2001, qui ne prévoit pas de place pour les préoccupations non monétaires sauf dans les cas où deux combinaisons « offrent le même prix »<sup>33</sup>, n'est aucunement compatible avec la politique énergétique du gouvernement ni avec une perspective de développement durable.

Toutefois, nous croyons que le problème « textuel » de la Procédure d'appels d'offres va plus loin. Voici pourquoi.

### **Les conséquences de n'obtenir aucun point aux critères non monétaires**

Nous avons identifié ci-avant que la façon dont toutes les soumissions « passaient » de l'étape 2 à l'étape 3 était problématique. Il n'y a en effet aucun « filtre » sur la base des critères non monétaires entre les deux étapes et, de plus, l'étape 3 considère les coûts avant toute chose (les critères non monétaires ne servant qu'à départager deux combinaisons qui présenteraient le même coût).

Nous nous permettons toutefois de préciser ici que la possibilité de retenir une soumission qui aurait un coût bas (donc une note élevée aux critères monétaires), mais avec une note peu élevée aux critères non monétaires existe assurément lorsque 60 points sont alloués au « Coûts de l'électricité », mais cette possibilité serait toute aussi présente même si moins de points étaient alloués au « Coûts de l'électricité ».

---

<sup>30</sup> Hydro-Québec, [Plan stratégique 2020-2024](#), page 34.

<sup>31</sup> Hydro-Québec, Plan stratégique 2022-2026, page 7.

<sup>32</sup> Gouvernement du Québec, [Politique énergétique: L'énergie des Québécois, source de croissance](#), p. 23.

<sup>33</sup> [Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité](#), telle qu'en vigueur sur le site internet d'Hydro-Québec, p. 7, à la fin du 2e paragraphe.

Voyons d'abord le cas où 60 points sont prévus au « Coût de l'électricité » dans la grille d'analyse et 40 points sont prévus pour les critères non monétaires (comme c'est le cas dans la proposition actuelle du Distributeur<sup>34</sup>). Imaginons un soumissionnaire qui ne se concentre qu'à avoir le prix le plus bas, tout en s'assurant de rencontrer les exigences minimales, sans plus. Supposons qu'il obtient ainsi une note de « 0 » pour les critères non monétaires<sup>35</sup>. Notre soumissionnaire présente donc à Hydro-Québec la soumission suivante :

- Elle satisfait à toutes les exigences minimales;
- Elle a « 0 » point pour les critères non monétaires;
- Elle est par contre la plus basse de toutes les soumissions et obtient donc la note de « 60 » au « Coût de l'électricité »<sup>36</sup>;

Comme nous le verrons, nous soumettons que cette soumission a d'excellentes chances d'être retenue et de se voir accorder le contrat, même si elle ne fait aucune place aux critères non monétaires.

Tout d'abord, la soumission en question franchit l'étape 1 puisqu'elle satisfait aux exigences minimales. Ensuite, la soumission est classée par rapport aux autres soumissions en fonction de sa note de 60/100 aux grilles d'analyse. Peu importe ici si cette soumission se classe bien ou non par rapport aux autres soumissions, elle passe à l'étape 3. À cette dernière étape, le Distributeur évalue « *les critères à incidence monétaire [...] de façon plus détaillée* », pour reprendre les termes spécifiques de l'étape 3 à la [Procédure d'appels d'offres](#). Il retient « *les meilleures soumissions de chaque catégorie* » pour former des combinaisons qui sont évaluées « *pour déterminer [leurs] impact[s] sur les coûts d'approvisionnement [...], compte tenu de la valeur des options offertes et de l'impact sur le coût de transport applicable.* » Notre soumission étant la plus basse, elle sera assurément évaluée par le Distributeur à cette étape. Peut-être qu'elle sera écartée parce que son impact sur les coûts de transport est trop élevé, mais ce ne sera pas en raison de sa note de « 0 » aux critères non monétaires. En effet, c'est seulement si « *deux combinaisons de soumissions offrent le même prix [...] que les critères non monétaires sont pris en considération.* »<sup>37</sup>

Qu'en est-il maintenant si ce ne sont pas 60 points qui sont alloués au « Coût de l'électricité », mais beaucoup moins ? Pour les fins de l'exercice, supposons 20 points pour le « Coût de l'électricité » et 80 points pour les critères non monétaires.

---

<sup>34</sup> [B-0011](#), tableaux C-1 et C-2, aux pages 35 et 36.

<sup>35</sup> Pour les fins de la discussion, le RNCREQ est d'avis que l'atteinte des exigences minimales assure quelques points dans les critères non monétaires, mais présumons ici qu'il est possible de rencontrer les exigences minimales tout en obtenant une note de « 0 » pour les critères non monétaires.

<sup>36</sup> Voir la méthode de calcul du « Coût de l'électricité » à [B-0011](#), section 5.1.1, à la page 14, lignes 6-8.

<sup>37</sup> [Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité](#), p. 7, à la fin du 2e paragraphe.

Malheureusement, le RNCREQ soumet que « changer la pondération du "Coût de l'électricité" » ne règle pas le problème et que la soumission ayant le prix le plus bas continue d'avoir d'excellentes chances d'être retenue au terme du processus de sélection. Nous ne referons pas ici tout l'exercice précédent, mais nous nous contenterons de souligner qu'une note de 20/100 ou de 60/100 aux grilles d'analyse change bien peu de chose. S'il n'y a pas d'exclusion entre l'étape 2 et l'étape 3, les soumissions qui présentent le meilleur prix à l'étape 3 ont toujours d'excellentes chances d'être retenues, peu importe leur note aux critères non monétaires.

Nous anticipons ici que le Distributeur précisera que cet exemple fictif ne reflète pas la réalité et que dans la pratique les soumissions qui sont ultimement retenues obtiennent des notes acceptables pour les critères non monétaires. Nous aborderons effectivement dans la prochaine section les applications pratique de la Procédure d'appels d'offres, mais sois dit bien honnêtement, nous espérons qu'effectivement les soumissionnaires s'efforcent pour vrai de rencontrer autant que possible les critères non monétaires. Là n'est pas la question.

Le véritable enjeu quant aux faiblesses « textuelles » de la Procédure d'appels d'offre n'est pas tant d'observer ce que les soumissionnaires passés ont fait, mais plutôt s'assurer qu'aucun soumissionnaire futur ne puisse s'inspirer de l'exemple fictif ci-avant et « passer au travers des mailles du filet ».

Conséquemment, le RNCREQ soumet respectueusement que, dans sa rédaction actuelle, la Procédure d'appels d'offres a une faiblesse en ce qu'elle permet de contourner les critères non monétaires, ou du moins ne laisse pas à ces critères non monétaire la place importante qu'ils devraient occuper dans le processus.

Nous soumettons qu'à lui seul cet enjeu « textuel » devrait justifier de se pencher sur une modification du texte de la Procédure d'appels d'offres, mais comme nous le verrons ci-après, l'application pratique qui est actuellement faite par le Distributeur milite aussi en ce sens.

### **3.2.2. Le problème dans l'application « pratique »**

Dans la section précédente, nous avons vu comment il était possible pour une soumission de faire abstraction des pointages non monétaires, mais tout de même être choisie à l'étape 3 parce que le texte de la Procédure d'appels d'offres ne prévoit pas que des soumissions doivent être écartées entre les étapes 2 et 3. C'est ce que nous avons appelé le « problème textuel ».

Il se trouve cependant que dans la pratique, le Distributeur écarte parfois des soumissions entre les étapes 2 et 3.

C'est ce que nous révèle entre autres le Rapport du représentant officiel (Deloitte) pour l'appel d'offres 2019-02<sup>38</sup>. Suite à cet appel d'offres, le Distributeur avait en effet fixé pour le Bloc communautaire un seuil au rang 41 sur 68, relativement aux soumissions qui pourraient passer de l'étape 2 à l'étape 3 :

- Seules les variantes non redondantes entre elles ont été conservées pour fins d'analyse à l'étape 2, ce qui a réduit le nombre total d'offres-années à 97 réparties comme suit :
  - 29 des 47 offres-années autochtones;
  - 68 des 70 offres-années communautaires.
- Chacune de ces 97 offres-années a été évaluée par rapport aux critères à incidence non monétaire et monétaire à l'étape 2. Les sept (7) critères retenus lors de la deuxième étape de l'analyse des soumissions et la pondération associée sont les mêmes que ceux que l'on retrouve au document d'appel d'offres. Il s'agit du coût de l'électricité; du contenu régional additionnel au minimum exigé; du contenu québécois additionnel au minimum exigé; du développement durable; de la capacité financière; de la faisabilité du projet; et de l'expérience pertinente.
- Par la suite, les offres-années ont été classées par ordre décroissant de pointage obtenu de façon à identifier les meilleures offres. Cet exercice a été réalisé de façon indépendante pour chacun des deux blocs recherchés, tel que le document d'appel d'offres l'indiquait :
  - Bloc autochtone : un seuil n'a pas été établi pour passer à l'étape 3 compte tenu que le nombre de MW disponible était limité à 319 versus des quantités recherchées de 250 MW. Par conséquent, 29 offres-années ont été retenues pour l'étape 3.
  - Bloc communautaire : un seuil a été établi au rang 41 afin de retenir au moins 325 MW de projets pour obtenir suffisamment de concurrence entre les soumissions à l'étape 3 de l'analyse; ce rang a permis de retenir 341 MW de projets versus 250 MW de quantités recherchées. Par conséquent, 41 offres-années ont été retenues pour l'étape 3.

Nous ignorons cependant quelle a été l'incidence des critères non monétaires dans la décision d'établir un seuil à ce rang 41.

D'autre part, le Rapport du représentant officiel (Raymond Chabot Grant Thornton) pour l'appel d'offres A/O 2013-01<sup>39</sup> indique qu'il n'y a pas eu de seuil de fixer dans ce cas et que les 23 soumissions ont passé à l'étape 3 :

---

<sup>38</sup> Dossier [R-3774-2011](#), B-0023, p. 13 (p. 19 du .pdf).

<sup>39</sup> Dossier R-3920-2015, [B-0011](#), p. 10 (p. 15 du .pdf).

### 3.1.2 Étape 2 : Classement des soumissions

Le Comité d'évaluation s'est réuni le 8 décembre 2014, rencontre suspendue et reprise le 12 décembre 2014 pour conclure l'Étape #2. Les 7 critères d'évaluation ont été respectés pour établir le classement des soumissions.

Au niveau du classement des soumissions, compte tenu du faible écart de pointage entre la première et la dernière offre-année, le Comité de sélection a conclu qu'il n'y avait pas lieu d'établir un seuil de passage pour l'Étape #3. Les vingt-trois (23) soumissions, représentant 48 offres/année, ont donc passé à l'Étape #3.

Ainsi, nous constatons qu'un seuil entre les étapes 2 et 3 est parfois fixé, mais d'autre fois non.

Nous devons toutefois ici rappeler que le texte de la Procédure d'appel d'offres ne prévoit pas qu'un seuil doit être fixé entre ces deux étapes. En conséquence, nous soumettons que les pratiques actuelles du Distributeur qui vont au-delà des exigences de la Procédure ne devraient pas minimiser l'importance de revoir le texte de cette Procédure pour justement pallier à ses faiblesses « textuelles ».

Cela dit, nous soumettons que même si le Distributeur se livre parfois à un exercice de « filtrage » entre les étapes 2 et 3, il y aurait lieu d'intervenir pour modifier la Procédure et encadrer proprement cet exercice de « filtrage » auquel se livre le Distributeur.

En effet, comme nous l'avons déjà mentionné, il nous apparaît que l'exercice de fixer un seuil entre les étapes 2 et 3 du processus de sélection est un exercice purement discrétionnaire du Distributeur. Ainsi, afin d'évacuer ces traitements discrétionnaires du processus de sélection des soumissions, nous croyons que la Procédure d'appels d'offres devrait prévoir dans quels cas et selon quelles modalités des soumissions devraient être écartées entre les étapes 2 et 3. Qui plus est, nous ignorons dans quelle mesure les critères non monétaires ont influencé le choix d'écarter des soumissions lorsque le Distributeur a fixé un seuil entre les étapes 2 et 3. Ainsi, puisque nous soumettons que ces critères non monétaires devraient jouer un rôle important dans le processus de sélection des soumissions, nous estimons qu'il s'agit là d'un élément additionnel qui milite en faveur d'une modification de la Procédure.

En effet, sans une telle modification de la Procédure, le processus de sélection continuerait de favoriser les critères monétaires de façon trop prépondérante par rapport aux critères non monétaires.

Il faut en effet comprendre que si 60 points sont alloués au « Coûts de l'électricité » à l'étape 2 et qu'ensuite les coûts sont l'élément déterminant pour le choix des

combinaisons à l'étape 3, cela laisse bien peu de place au rôle des critères non monétaires.

Le RNCREQ souligne d'ailleurs ici les propos du Distributeur dans un document déposé lors de sa demande d'approbation des contrats découlant de son premier appel d'offres (A/O 2002-01) :

« À l'étape 2, le critère monétaire comptait pour 60%. Les autres critères étaient l'expérience du soumissionnaire, sa solidité financière, la faisabilité du projet et la flexibilité de l'offre.

Lors de l'étape 3 de l'analyse, le coût espéré des combinaisons dans un ensemble de scénarios a constitué l'unique critère de choix. »<sup>40</sup> (nos soulignements)

En date des présentes, le RNCREQ n'a pas retracé d'autres informations qui indiqueraient si oui ou non les coûts ont constitués l'unique critère de choix pour les appels postérieurs à 2002, mais il doute que la situation soit bien différente aujourd'hui par rapport à 2002. Conséquemment, si le coût des combinaisons était encore aujourd'hui l'« unique critère de choix » ou même un *critère prépondérant*, il serait dommage de constater que beaucoup d'efforts et de minutie sont investis dans la confection et dans la pondération des grilles d'analyse à l'étape 2, mais qu'ultimement tout ce travail n'a que bien peu d'effet sur le choix des soumissions.

Ains, à la lumière de ce qui précède, nous invitons la Régie à instituer la phase 2 évoquée dans la décision procédurale [D-2022-134](#), idéalement pour revoir toute question relative à la Procédure d'appels d'offres, mais à tout le moins pour adresser les problématiques ci-avant détaillées.

### **3.3. Possibilités pour moderniser de la Procédure**

Le RNCREQ n'entend pas élaborer longuement ici sur les façons possibles de moderniser la Procédure d'appels d'offres. Nous comprenons en effet que c'est le débat qui aura lieu si jamais la Régie institue la phase 2 en question.

Cela dit, dans une perspective de bonifier sa recommandation quant à l'institution de cette phase 2, le RNCREQ soumet qu'il existe plus qu'une façon de pallier aux difficultés soulevées dans les sections ci-avant.

Dans le dossier R-4110-2019, phase 3, le RNCREQ avait suggéré qu'il pourrait y avoir deux grilles d'analyse, ou du moins deux pointages sur 100 distincts à l'étape 2, soit un

---

<sup>40</sup> [R-3515-2003](#), [HQD-2, doc. 3](#), Démonstration que la combinaison des contrats comporte le prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable, page 4.

pour les critères « monétaires » (principalement le « Coût de l'électricité ») et l'autre pour les critères non monétaires<sup>41</sup>. Avec un résultat sur 100 pour le « monétaire » et un autre résultat sur 100 pour le « non monétaire », le RNCREQ soumettait que le Distributeur pourrait alors faire un choix plus judicieux quant à la place de ces résultats « non monétaires » dans les combinaisons à être faites à l'étape 3. Le RNCREQ s'était toutefois gardé de proposer à ce moment une formule pour combiner les deux notes dans un seul indicateur. C'était en effet un exercice délicat qu'il était préférable de laisser à un dossier qui traiterait spécifiquement de modifications à apporter à la Procédure d'appels d'offres.

Nous soulignons toutefois qu'il existe d'autres façons de modifier la Procédure d'appels d'offres afin d'accorder une prépondérance plus importante aux critères non monétaires. Par exemple, la Procédure d'appels d'offres pourrait fixer un seuil minimum de points « non monétaires » qu'un soumissionnaire doit obtenir pour que sa soumission passe de l'étape 2 à l'étape 3. Ou encore, l'étape 3 pourrait être modifiée afin de tenir compte explicitement des critères non monétaires et non seulement des coûts.

Ces possibilités ne se veulent évidemment pas exhaustives, mais plutôt des pistes de réflexion pour la possible phase 2 évoquée.

À cet égard, le RNCREQ estime avoir suffisamment bien justifié la nécessité de procéder à des modifications de la Procédure d'appels d'offre et d'octroi dans le but de moderniser celle-ci et il recommande à la Régie d'instituer en conséquence une phase 2 dans le présent dossier. Le RNCREQ s'en remet à la décision de la Régie quant au cadre que pourrait prendre cette phase, mais il suggère que le tout se fasse par audience publique et que les sujets ne soient pas limités seulement à la section 3.1 de la Procédure, mais que toute modification pertinente suggérée par les parties puisse être étudiée.

Abordons maintenant les deux appels d'offres au cœur du présent dossier.

## **LES APPELS D'OFFRES DE 1300 MW D'ÉNERGIE RENOVELABLE ET 1000 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE**

Dans la section suivante, le RNCREQ présente quelques enjeux majeurs qui affectent les deux appels d'offres. Ensuite, dans les Sections 5 et 6, nous ferons des recommandations précises pour ces deux appels d'offres.

---

<sup>41</sup> R-4110-2019, phase 3 : [C-RNCREQ-0086](#), section 1.3, aux pages 11 et suivantes.



## 4. Enjeux

### 4.1. L'enjeu des impacts environnementaux et sociaux parmi les sources d'énergie renouvelables

#### 4.1.1. La nécessité d'en tenir compte

Le RNCREQ constate que, pour l'appel d'offres de 1300 MW d'énergie renouvelable, il n'existe pratiquement aucune contrainte à l'égard de projets qui pourraient être nocifs à l'environnement, ni d'incitatifs pour favoriser des projets qui réduiraient le plus possible leurs impacts environnementaux<sup>42</sup>.

En effet, c'est à regret que l'on notera que pratiquement aucune distinction n'est faite entre les soumissions quant à leurs véritables impacts sur l'environnement ou sur les communautés. Les exigences minimales ne prévoient rien en ce sens et la presque totalité des critères de sélection sous la rubrique « Développement durable » concernent les projets thermiques. Or, tout projet de production d'électricité comporte des impacts environnementaux et même dans le cas des filières éoliennes, solaires ou hydrauliques, il peut y avoir beaucoup de variation entre les impacts en fonction de l'emplacement, la conception, les opérations, etc.

Les seuls éléments de la grille qui se rapportent à l'ensemble des filières se trouvent sous la rubrique « Existence d'un système de certification environnementale ». Celle-ci accorde un (1) point pour avoir une « Certification ISO 14001 », un (1) autre point pour l'« Admissibilité Ecologo ou Green-e » et un (1) dernier point pour l'« Engagement à la traçabilité NAR ».

Ces trois éléments sont en fait très différents :

- La certification ISO 14001 fait référence à un système de gestion environnementale afin de favoriser la meilleure prise en charge des impacts environnementaux<sup>43</sup>. C'est certainement une bonne chose et le RNCREQ est tout à fait favorable à ce que cette certification apparaisse à la grille d'analyse. Toutefois, cela ne fait aucune référence directe aux impacts réels d'un projet.
- L'admissibilité Écologo ou Green-e. Ces deux certifications ont effectivement trait aux impacts réels, mais elles ne sont pas identiques (voir les sections 4.1.3 et 4.1.4 ci-après). Il est toutefois surprenant d'exiger l'« admissibilité » plutôt que la certification. Est-ce le Distributeur qui va se prononcer à savoir si les projets sont

---

<sup>42</sup> Nous utilisons ici l'expression « impacts environnementaux » pour faire référence tant aux impacts écologiques que sociaux.

<sup>43</sup> [B-0021](#), p. 11, R14.

vraiment admissibles? Cela dit, il importe de souligner que, lorsque le Distributeur a proposé ce critère pour la première fois dans le dossier R-4110-2019 phase 3, il n'avait aucunement suggéré que l'objectif était de favoriser les projets à plus faible impact sur l'environnement. En fait, l'explication fournie par le Distributeur pour cette innovation lors de l'étude du dossier R-4110-2019 phase 3 ne concernait en rien les impacts environnementaux des projets, mais plutôt leur capacité de fournir des attributs environnementaux, présumément afin de pouvoir les vendre<sup>44</sup> :

3.5 Veuillez expliquer en quoi consiste le critère d'« *admissibilité Ecologo ou Green-e* » (référence (iii)).

**Réponse :**

**Ces certifications attestent de la conformité d'un produit aux exigences établies pour sa catégorie, lesquelles sont déterminées en fonction des impacts les plus importants selon une approche de cycle de vie, par exemple, en considérant des critères environnementaux tels que la réduction des polluants atmosphériques et hydriques, la réduction de la consommation d'énergie et des émissions de GES, une meilleure gestion des matières résiduelles, l'amélioration des pratiques forestières et des moyens de protection de l'environnement.**

**Avec la certification Ecologo et Green-e, le Distributeur désire s'assurer qu'il aura accès aux attributs environnementaux associés à des projets de production d'énergie provenant de sources renouvelables. Les projets retenus doivent donc être admissibles à l'une ou l'autre des certifications Ecologo ou Green-e et le soumissionnaire doit en faire la démonstration.**

(nos soulignements)

- En ce qui concerne la traçabilité NAR, elle n'est certainement pas contraire au développement durable, mais elle ne réduit pas en soi les impacts environnementaux et sociaux d'un projet. En effet, cette traçabilité sert ultimement à procurer une valeur économique aux « attributs environnementaux » qui sont associés à la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable<sup>45</sup>.

Selon la compréhension du RNCREQ, le but réel de ces trois éléments est surtout de faciliter la création et la reconnaissance des attributs environnementaux, afin d'éventuellement les monnayer dans les différents marchés qui existent pour ces attributs (« *green tags* »). Le RNCREQ se s'objecte pas à ces critères, mais souligne qu'ils ne font rien (ou presque) pour favoriser le sort de projets avec faibles impacts sur l'environnement.

---

<sup>44</sup> R-4110-2019, phase 3, [B-0196](#), p. 12.

<sup>45</sup> Voir notamment les sites <https://apx.com/about-nar/> et <https://www.mrets.org/>.

Bref, la proposition du Distributeur laisse bien peu de place à l'évaluation des impacts environnementaux et sociaux dans le processus de sélection des soumissions. Cette façon de faire ne nous semble pas du tout cohérente avec les Plans stratégiques d'Hydro-Québec que nous avons vu à la section 3.2.1, ni même avec les politiques énergétiques du gouvernement ou avec les dispositions de la LRÉ.

Dans une DDR<sup>46</sup>, le RNCREQ a demandé ce qui suit à HQD :

**13.3** Veuillez confirmer qu'à l'étape 2, il n'existe aucun critère qui distingue, à l'intérieur d'une seule filière d'énergie renouvelable, entre les projets selon leurs profils d'impacts environnementaux ni sociaux.

**Réponse :**

**Le Distributeur tient à préciser que c'est au soumissionnaire, soit le promoteur du projet, d'assurer notamment le développement de son projet, la réalisation des études sur les impacts environnementaux et d'obtenir l'acceptabilité sociale en concordance avec les lois et règlements applicables au Québec.**

Or, à la connaissance du RNCREQ, il n'existe pas de loi ou règlement au Québec qui exige de la part des promoteurs « d'obtenir l'acceptabilité sociale », ni de minimiser leurs impacts environnementaux. Certes, la *Loi sur la qualité de l'environnement* précise que pour certains types de projets, le promoteur doit rencontrer et consulter les collectivités impactées par le projet et, pour d'autres projets, il peut avoir des audiences du BAPE. Cela dit, le fardeau légal et réglementaire sur le promoteur n'inclut pas l'obligation de minimiser ses impacts environnementaux, ni de démontrer l'acceptabilité sociale.

Selon la compréhension du RNCREQ, les contrats octroyés par le Distributeur aux promoteurs gagnants d'un appel d'offres incluent une clause exigeant d'obtenir et maintenir en vigueur tous les permis et autorisations requis par les lois et règlements en vigueur au Québec pour la construction et l'exploitation de son équipement de production, mais pas plus<sup>47</sup>.

Dans les faits, une fois qu'un promoteur détient un contrat avec Hydro-Québec, il n'y a peu ou pas de risque que son projet soit bloqué pour des raisons environnementales. C'est pour cette raison qu'il est devenu normal, et depuis longtemps, pour des compagnies d'électricité de tenir compte des impacts environnementaux et sociaux dans le choix de leurs fournisseurs.

---

<sup>46</sup> B-0020, R. 13.3, à la p. 11.

<sup>47</sup> Voir par exemple la s. 20 du contrat avec Éolien Le Plateau, [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3676-08/Requete\\_3676-08/B-1\\_HQD-01Doc01-01\\_EolienLePlateau\\_3676\\_29juil08.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3676-08/Requete_3676-08/B-1_HQD-01Doc01-01_EolienLePlateau_3676_29juil08.pdf), p. 28 (p. 34 du pdf)

Le fait d'allouer des contrats sur la base du seul critère de coûts, sans tenir compte explicitement de leurs impacts environnementaux, est donc contraire aux principes de développement durable et incompatible avec la transition énergétique.

Pour toutes ces raisons, le RNCREQ soumet qu'il est nécessaire d'intégrer des éléments dans le processus de sélection afin de favoriser les projets ayant de faibles impacts environnementaux, par rapport à ceux de plus forts impacts.

#### **4.1.2. Les moyens de tenir compte des impacts environnementaux**

Il existe une abondante littérature supportant le fait que les impacts environnementaux peuvent être très variés à l'intérieur d'une même filière d'énergie renouvelable. Il existe aussi une énorme littérature sur les nombreuses façons possibles d'intégrer ces enjeux dans les choix de projets, de même que par rapport aux différentes approches retenues ailleurs dans le passé.

Toutefois, un dossier avec les délais serrés comme celui-ci n'est pas la place pour une étude exhaustive de ces options. Dans un monde idéal, le RNCREQ aimerait voir certains critères environnementaux inclus dans les exigences minimales, et d'autres, plus poussés, dans la grille de sélection à l'étape 2. Or, le contexte spécifique du présent dossier ne se prête malheureusement pas à cet exercice délicat.

La Régie a déjà approuvé, dans sa décision [D-2021-173](#), des grilles qui incluaient les deux certifications Green-e et Écologo. Conséquemment, le RNCREQ considère que la meilleure solution pour les fins du présent dossier sera de rajouter un nombre important de points pour chacun de ces deux certifications à l'intérieur d'une section « Mitigation et gestion des impacts environnementaux ». Cela aura aussi l'effet voulu de réduire le pourcentage de points alloués au coût de l'électricité. Soulignons toutefois que le RNCREQ se réserve le droit de formuler d'autres recommandations à ce sujet dans le cadre d'un dossier ultérieur qui permettra un examen approfondi de la question.

Cela étant dit, nous croyons tout de même pertinent d'examiner brièvement ces certifications Écologo et Green-e puisque nos recommandations sont de leur accorder beaucoup plus de points que ne le propose le Distributeur.

#### **4.1.3. La certification Écologo**

La norme Écologo pour l'électricité renouvelable a été créée par le gouvernement canadien en 2003 et révisée en 2010, précisément afin d'identifier les projets de plus faibles impacts environnementaux. Écologo était, à l'origine, une marque de commerce créée par Environnement Canada pour remplacer son programme « Choix environnemental » (*Environmental Choice*). La norme PRC-018 de ce programme (pour « Alternative Source Electric Generation ») a été remplacée par la norme CCD-003

d'Écologo en 2003<sup>48</sup>. La marque Écologo a ensuite été transférée à la société TerraChoice, pour ensuite être achetée par Underwriters Laboratory (UL) en 2010<sup>49</sup>. Sa norme actuelle, UL 2854 (*Standard for Sustainability for Renewable Low-Impact Electricity*), est joint en Annexe I sous la cote C-RNCREQ-0013.

Dans le marché de l'électricité, la norme Ecologo vise précisément à identifier les entreprises qui ont un impact environnemental plus faible que leurs concurrents. Cette norme précise :

1.1 This Standard is designed to support a continuing effort to improve and/or maintain environmental quality by reducing energy and materials consumption and by minimizing the impacts of pollution generated by the production, use and disposal of goods and services.

1.2 This Standard is based on a review of life cycle information and consideration of the electricity markets, as well as stakeholder input. This standard is intended to assist with the identification of the top environmental performers in the electricity sector, and realizing the value of those environmental benefits in the marketplace. These best performers would demonstrate that, compared to others on the market, they have an overall reduced burden on the environment. Some of this reduced burden can be achieved by:

- a) The displacement of non-renewable fuels by renewable, more sustainable fuel sources;
- b) Lower air emissions that contribute to climate change, smog, acid rain and air-borne particulate pollution;
- c) The reduction of solid wastes arising from both the mining and extraction of non-renewable fuel sources, and the disposal of toxic metal emissions and nuclear wastes; and
- d) The reduction of impacts on aquatic, riparian and terrestrial ecosystems from electricity generating activities<sup>50</sup>.

Il est important de reconnaître que cette norme identifie, d'une part, des critères qui s'appliquent à l'ensemble des filières et, d'autre part, des critères spécifiques à chaque filière d'énergie renouvelable.

Parmi les critères qui s'appliquent à l'ensemble des filières, on retrouve notamment ceux relatifs aux consultations préalables avec les communautés, ceux qui se rapportent à la

---

<sup>48</sup> Un des auteurs de ce mémoire, M. P. Raphals, faisait partie du comité d'experts qui a développé cette norme, à la demande d'Environnement Canada.

<sup>49</sup> <https://www.lesaffaires.com/secteurs-d-activite/general/ecologo--nouvelle-norme-pour-des-produits-de-lelectricite-plus-verts/527770>

<sup>50</sup> C-RNCREQ-0013: Ecologo, Standard for Sustainability for Renewable Low-Impact Electricity Products (UL2854), s. 1, p. 6.

mitigation des impacts environnementaux, ou encore à la gestion des déchets résultant de la construction, de l'opération ou du démantèlement des actifs de production. Ces critères sont plus amplement détaillés à la section 6 (« *General requirements* ») de la norme Ecologo reproduite en annexe à C-RNCREQ-0013.

D'autres critères spécifiques à chaque filière sont également précisés. Par exemple, la section 12 (« *Wind-powered Electricity* ») de la norme Ecologo concerne l'énergie éolienne et prévoit que les projets devront respecter entre autres les critères suivants :

12.1.1 Impacts from the generating facility and its structures on indigenous or migratory avian and bat species shall be minimized and mitigated.

12.1.2 The generation facility and its structures shall not be located in an area that is protected for avian and bat species designated as endangered or threatened.

12.1.3 Wind power generators are required to conduct migratory studies to evaluate the location of their facility in relation to migratory avian and bat species. When it is determined that the facility is in a migratory flyway and poses a reasonable risk to these animals, the facility owner must evaluate the various methods to protect such migratory species<sup>51</sup>.

Ces critères relatifs à la protection des espèces aviaires et corridors migratoires sont communs pour tous les types de projets éoliens, mais la section 12 de la norme Ecologo se subdivise ensuite pour énoncer distinctement des critères spécifiques aux éoliennes terrestres (section 12.2) et aux éoliennes en mer (section 12.3). À leur tour, ces critères spécifiques prévoient par exemple qu'autant les travaux de construction que les opérations routinières ne doivent pas éroder le sol de façon excessive ou aggraver l'érosion naturelle, faute de quoi une réhabilitation doit avoir lieu. Évidemment, la protection des espèces maritimes est également couverte par les critères spécifiques aux éoliennes en mer.

Un encadrement similaire avec des critères détaillés est également fait pour la biomasse (section 9), l'énergie hydraulique (section 11), l'énergie solaire (section 13), etc.

Ainsi, la norme Écologo cherche à reconnaître les projets d'énergie renouvelable qui respectent le mieux l'environnement physique et humain. Il s'agit là d'une considération majeure et primordiale de notre société moderne. Le RNCREQ est d'avis que non seulement cet aspect doit-il faire partie du processus de sélection de soumissions, mais bien plus encore, l'importance qu'à cet environnement physique et humain doit se refléter dans le processus en question. Malheureusement, lorsque l'on réduit les considérations

---

<sup>51</sup> C-RNCREQ-0013: Ecologo, Standard for Sustainability for Renewable Low-Impact Electricity Products (UL2854), s. 12, p. 21.

liées aux impacts environnementaux à un seul point dans une grille d'analyse, on ne saurait dire que l'importance de l'environnement tient la place qu'il mérite.

En fait, la proposition du Distributeur n'est pas d'accorder un unique point à la norme Écologo. Sa proposition est plutôt d'accorder un unique point à la norme Écologo ou la norme Green-e. Voyons donc ce qu'il en est de cette deuxième certification.

#### 4.1.4. Green-E

La norme Green-E est dans plusieurs aspects moins exigeante que celle d'Écologo. Par exemple, les filières solaire (PV), éolienne et géothermiques sont reconnues dans cette norme comme des énergies renouvelables sans autres restrictions, tel qu'il appert du document Green-e® Renewable Energy Standard for Canada and the United States, Version 4.1 (2022), reproduit en dans une seconde annexe sous la cote C-RNCREQ-0014<sup>52</sup>. Mentionnons par contre que, pour les projets hydroélectriques au Canada, la certification Green-E fait renvoi à la certification Écologo<sup>53</sup>.

On notera cependant que l'éligibilité de la biomasse est sujette à des contraintes importantes quant aux combustibles. Par exemple, l'utilisation de déchets ligneux est permise, mais seulement dans des conditions très spécifiques<sup>54</sup>; l'utilisation de déchets agricoles l'est aussi, mais seulement dans le cas où ces déchets ne sont pas marchandables (*unmerchantable*)<sup>55</sup>.

La certification Green-e permet également l'utilisation de biogaz des dépotoirs et des eaux usées, mais elle exclue l'utilisation de déchets municipaux, laissant toutefois ouverte la porte pour des avancées technologiques basées sur des déchets « biogéniques »<sup>56</sup>.

Il serait évidemment plus approprié de débattre de ces enjeux un à un, plutôt que de s'en remettre à un organisme américain qui ne vise pas spécifiquement le contexte québécois. Cependant, quitte à nous répéter, cela ne sera pas possible dans le contexte du présent dossier.

Pour toutes ces raisons, le RNCREQ propose pour les deux appels d'offres l'ajout d'un bloc important de points à la grille de l'étape 2 pour l'obtention d'une certification selon l'une et l'autre de deux normes Écologo ou Green-e.

Le RNCREQ n'affirme pas que les normes Écologo ou Green-e constituent nécessairement la meilleure façon d'évaluer les différents projets d'énergie renouvelable

---

<sup>52</sup> C-RNCREQ-0014 : Green-e® Renewable Energy Standard for Canada and the United States, Version 4.1 (2022), p. 4.

<sup>53</sup> Id., p. 4-5.

<sup>54</sup> Id., p. 5-6.

<sup>55</sup> Id., p. 6.

<sup>56</sup> Id., p. 7.

au Québec en fonction de leurs impacts environnementaux. Or, comme nous l'avons déjà mentionné, étant donné les très courts délais liés aux présents appels d'offres, nous nous en tenons à ces normes puisqu'elles sont déjà proposées par le Distributeur et qu'elles ont déjà été approuvées lors des derniers appels d'offres. Cela dit, si ce sont là les deux seules normes sur lesquelles le respect de l'environnement est pris en compte, ces normes doivent recevoir une pondération à hauteur de l'importance de cet environnement et le RNCREQ soumet que cela représente un minimum de 10 points pour chacune des deux normes.

## 4.2. L'enjeu des parcs existants

La preuve du Distributeur démontre qu'il a de nombreux contrats d'approvisionnements qui viennent à échéance d'ici 2029. En réponse à une DDR du RNCREQ<sup>57</sup>, il a confirmé que ces contrats totalisent 452,8 MW d'énergie éolienne, de 103,5 MW de biomasse/biogaz et de 600 MW de grande hydraulique.

Selon la compréhension du RNCREQ, la plupart sinon la totalité de ces contrats comportent une clause exigeant le démantèlement à leur échéance, comme la suivante, tirée du contrat d'approvisionnement en électricité avec le Centre d'énergie éolienne Le Plateau SRI<sup>58</sup> :

### 24.6 Démantèlement du *parc éolien*

Le **Fournisseur** s'engage à démanteler le *parc éolien* à l'échéance du *contrat*, à moins d'une entente à l'effet contraire avec le **Distributeur**, laquelle entente devra assurer sans réserve le démantèlement des installations du *parc éolien* dès la fin de leur exploitation commerciale.

En cas de défaut par le **Fournisseur** de démanteler les installations du *parc éolien* ou de conclure une telle entente, le **Distributeur** exerce les garanties de démantèlement à la fin du *contrat*.

---

<sup>57</sup> [B-0020](#), R-20.1, p. 21.

<sup>58</sup> [R-3676-2008](#) : [HQD-1, document 1.1](#), p. 35 (p. 41 du pdf).



De plus, si une éolienne du *parc éolien* est non fonctionnelle ou ne produit pas d'électricité sur une base commerciale au cours d'une période continue de vingt-quatre mois (24) mois, le **Fournisseur** s'engage à la démanteler à l'intérieur d'un délai d'au plus six (6) mois d'un avis du **Distributeur**, à moins d'une entente à l'effet contraire entre les Parties.

Les exigences applicables au moment du démantèlement seront basées sur les pratiques décrites ci-dessous, à moins que des normes et règlements plus précis ne soient émis par une autorité compétente. Le cas échéant, ces normes et règlements prévaudront. Les pratiques en matière de démantèlement sont les suivantes :

Or, il semble évident au RNCREQ que, toute autre chose égale, l'intérêt public serait mieux desservi si de telles installations pouvaient continuer à produire de l'électricité plutôt que d'être démantelées. Cela est vrai tant dans une perspective environnementale qu'économique.

Sur le plan environnemental, présumons que la construction de ce parc éolien a comporté son lot d'inconvénients, tant à la nature qu'aux communautés l'entourant (bruit et nuisance de construction, destruction des milieux naturels, etc.). Démanteler le parc éolien et en construire un nouveau à côté est un non-sens du point de vue environnemental.

C'est aussi un non-sens dans une perspective économique. Même si 100% des équipements doivent être remplacés avec des nouveaux, les coûts associés au développement du site (routes, dalles de béton, interconnexion avec le réseau, etc.) peuvent être évités.

Il y a donc un grand intérêt public à renouveler ces contrats existants. La question est : comment, et à quel prix? Si ce fournisseur existant réussit à vendre son énergie au Distributeur au même prix que le promoteur d'un nouveau projet, il touchera probablement des profits excessifs.

Cette question n'est pas unique à Hydro-Québec. D'autres services publics canadiens ont dû s'y pencher, et plusieurs sont même en train de le faire en ce moment. À notre connaissance, cela se fait généralement selon des programmes ou des processus de négociation plutôt que par appel d'offres. Par exemple :

- En Colombie-Britannique, BC Hydro a mis en place un programme pour gérer le renouvellement des contrats (le *EPA renewal program*<sup>59</sup>). Il propose des termes

---

<sup>59</sup> <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/independent-power-producers-calls-for-power/independent-power-producers/epa-renewal-program-rules.pdf>;  
ET : <https://www.bchydro.com/work-with-us/selling-clean-energy/meeting-energy-needs.html>

identiques pour l'ensemble des contrats à échéance, avec des prix basés sur les prix à la frontière (le signal de prix horaire utilisé en C-B);

- En Ontario, l'IESO mène un processus de négociation, sous la direction du Ministre de l'énergie<sup>60</sup>.

Au Québec, par contre, il n'y a aucun processus pour gérer le renouvellement des contrats d'approvisionnement du Distributeur. Selon lui, il faut tout simplement les admettre comme soumissionnaires dans les présents appels d'offres.

Les opérateurs d'actifs de production existants sous contrats avec le Distributeur et dont l'échéance du contrat est antérieure au début des livraisons commerciales pourraient être admissibles à participer aux appels d'offres avec les mêmes équipements de production, dans la mesure où l'ensemble des exigences des appels d'offres sont respectées<sup>61</sup>.

Les critères sont applicables uniformément à toutes sources de production admissibles, peu importe si les actifs de production sont existants ou non. Pour un projet avec des actifs de production existants, le soumissionnaire devra faire la démonstration que son projet répond à l'ensemble des exigences sous-jacentes à chacun des critères de la grille<sup>62</sup>.

Il est intéressant de noter que HQP a eu une approche très différente, lorsque ses contrats de petite hydraulique se sont venus à l'échéance. Il a plutôt proposé des renouvellements avec des prix fixes autour de 4 cents/kWh, ce qui représentait la valeur de l'énergie pour lui<sup>63</sup>.

Tous ces trois processus ont essayé de répondre à la même question, à savoir: quel est le juste prix à payer pour permettre que les projets existants continuent de fonctionner, sans créer des profits excessifs ?

Autrement dit, comment doit-on procéder pour s'assurer que le renouvellement des contrats existants se fasse à un prix qui permette d'une part au Distributeur de profiter de la réduction de coûts associée au renouvellement de contrat pour un parc existant, et d'autre part permettre au promoteur de continuer d'opérer et de toucher un profit raisonnable ?

C'est évidemment l'objectif d'un appel d'offres. Mais le fait de mettre des opérateurs de parcs existants en concurrence avec des nouveaux projets dans un seul et unique appel d'offres risque fort de ne pas mener au résultat voulu. Autrement dit, l'opérateur d'un parc existant n'aura aucun incitatif à faire des soumissions en fonction de ses véritables

---

<sup>60</sup> Voir : <https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/corporate/ministerial-directives/Letter-from-the-Minister-of-Energy-20221005-small-hydro.ashx>; Et également : <https://www.ontario.ca/page/directive-order-council-1372022>

<sup>61</sup> B-0012, p. 15-16, R-2.3.

<sup>62</sup> B-0012, p. 16, R-2.3.1.

<sup>63</sup> <https://plus.lapresse.ca/screens/efd4b97a-ef8d-429e-abdd-f95bb385a69c%7CYw26PadupnW1.html>

coûts, sachant que la concurrence (les nouveaux projets) aura des coûts beaucoup plus élevés.

Dans ce sens, les propriétaires des parcs existants se trouveront dans la même situation que se trouvait HQP dans l'AO 2002-01, où le prix qu'il devait battre était essentiellement celui de la production thermique, de loin plus élevé que ses propres coûts<sup>64</sup>.

Malheureusement, il n'y a pas de solution évidente à ce problème. Étant donnée la structure de la *Loi sur la Régie* et l'adoption ponctuelle et imprévisible de décrets gouvernementaux, il faut simplement accepter que, dans sa sagesse, le gouvernement a créé une situation où les consommateurs sont contraints de payer inévitablement des prix trop élevés.

### 4.3. Les services d'équilibrage

Les deux règlements donnant lieu à aux appels d'offres précisent que les blocs d'énergie variables sont « assortie d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie [...] souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécoise<sup>65</sup> ». Dans une réponse au RNCREQ, le Distributeur précise qu'il n'a pas encore établi sa stratégie d'acquisition de ces services et qu'il ne le fera qu'après la sélection de projets finalisée et les contrats signés<sup>66</sup>.

Dans la réponse suivante, le Distributeur a refusé de préciser comment il entendait estimer les coûts d'un tel service pour les fins de l'appel d'offres. Or, la question est importante, surtout pour l'A/O 2022-01 où des projets d'énergie variable (dont le coût de la soumission sera augmenté par le coût estimé du service d'équilibrage et de puissance complémentaire) seront en concurrence avec d'autres projets qui ne devront pas faire appel à ce service.

Nous peinons d'ailleurs à comprendre comment cet enjeu du processus d'appel d'offres peut être évacué des présentes. La question est pourtant épineuse. Différents projets d'énergie renouvelable peuvent évidemment comporter des profils de livraisons différents. Il y aura donc d'abord une nécessité de déterminer leurs besoins en équilibrage et puissance complémentaire. Est-ce nécessaire de souscrire à un service qui absorbe toute la variabilité de leur production et la remplace avec une fourniture fixe et constante, comme a été le cas dans les appels d'offres d'énergie éolienne auparavant? Le décret ne le précise pas.

---

<sup>64</sup> [R-3515-2003](#), [HQD-2, doc. 4](#), Merrimack Energy, The Competitive Cost of Power in the Northeast Market, 20 juin 2003.

<sup>65</sup> Décrets 1451-2022 et 1452-2022, al. 1, 2<sup>e</sup> para. ([B-0011](#), p. 29-32).

<sup>66</sup> [B-0020](#), p. 5, R3.1.1.

Déjà en 2008, des expertises produites par le RNCREQ démontraient que l'énergie brute produite par des parcs éoliens étaient de plus grande utilité pour le Distributeur (en termes de minimiser ses besoins en énergie post patrimoniale) que l'énergie constante fournie par le contrat d'équilibrage<sup>67</sup> :

Les analyses numériques présentées ici démontrent très clairement que, pour la quasi totalité des cas étudiés, les besoins en énergie post patrimoniale pendant les heures de pointe sont plus élevés avec un contrat d'équilibrage qu'en son absence. Devant ce constat, il est difficile de voir pourquoi le Distributeur voudra s'engager dans un contrat d'équilibrage similaire à celui qui est en vigueur.

[...]

Il est important de souligner que le f.u. moyen des parcs éoliens gaspésiens pour les 14 événements [les 14 pointes les plus exceptionnelles de la période 1971-2006 identifiées par le Distributeur] auraient été de 61,2 %, soit 75% plus élevé que la puissance fournie par le contrat d'équilibrage. De plus, sur 12 de ces 14 pointes, la production éolienne aurait dépassé largement la puissance fournie par le contrat d'équilibrage (f.u. de 35 %). En fait, une puissance nulle n'est arrivée qu'une fois sur les 14 pointes. Vue de cette façon, le parc éolien gaspésien aurait eu un taux de défaillance de seulement 7 % (14 %, si l'on compte également l'événement de 1994, avec un f.u. de 22 %) pendant les pires pointes de l'histoire de 36 ans – une meilleure performance que certaines centrales conventionnelles !<sup>68</sup>

La question de savoir quelle sorte de service d'équilibrage est optimale demeure donc ouverte. Cela demeure vrai pour l'énergie éolienne, mais ce l'est encore plus pour les autres énergies renouvelables de profils particuliers. Quelle sorte de service d'équilibrage le Distributeur devrait-il engager? Et quel coût devrait-il présumer pour les fins de l'appel d'offres?

Ces questions sont importantes, mais il est impossible d'y répondre dans les délais actuels. Nous croyons qu'elles devraient tout de même être étudiées dans un délai rapproché.

---

<sup>67</sup> [R-3648-2007](#), phase 2, [C-13-9](#), et [C-13-5](#).

<sup>68</sup> [R-3648-2007](#), phase 2, [C-13-9](#), p. 32-33 du pdf.

## 5. L'appel d'offres 2022-01 pour 1300 MW d'énergie renouvelable

### 5.1. Les exigences minimales pour l'étape 1

Les exigences minimales proposées par le Distributeur se résument dans le Tableau 1 ci-dessous.

**TABLEAU 1 :**  
**EXIGENCES MINIMALES – BLOC DE 1 300 MW D'ÉNERGIE RENOUVELABLE**

	<b>EXIGENCES MINIMALES (Étape 1) A/O 1 300 MW d'énergie renouvelable (A/O 2022-01)</b>	<b>Ajustements proposés par rapport à l'A/O 480 MW d'énergie renouvelable (A/O 2021-01)</b>
1.	Choix et contrôle du site	Pas de changement.
2.	Expérience du soumissionnaire	Pas de changement, c'est-à-dire détenir une expérience dans le développement ou dans l'exploitation d'au moins un projet de production d'électricité de nature similaire à celui proposé sur une base commerciale.
3.	Délais de raccordement et intégration des équipements de production	Pas de changement, tous les travaux d'intégration requis pour assurer un raccordement ferme au réseau d'Hydro-Québec de l'installation de production d'électricité (« IPE ») doivent être complétés à temps pour respecter la date garantie de début des livraisons.
4.	Ressources de production admissibles	Pas de changement, l'électricité doit être produite à partir d'IPE de source d'énergie renouvelable. Un soumissionnaire peut déposer un projet combinant une ressource de production admissible avec du stockage d'énergie.
5.	Durée du contrat	Pas de changement, c'est-à-dire que le soumissionnaire doit s'engager pour une durée contractuelle égale ou supérieure à vingt (20) ans.
6.	Date garantie de début des livraisons	Le soumissionnaire doit s'engager sur une date de début des livraisons au 1 <sup>er</sup> décembre 2027. Il pourra offrir des dates alternatives pour une mise en service au 1 <sup>er</sup> décembre 2028 et/ou au 1 <sup>er</sup> décembre 2029.

Notons qu'il n'y a pas d'exigence minimale liée à l'utilisation des combustibles non renouvelables. Toutefois, selon la définition d'énergie renouvelable utilisé par le Distributeur : « les filières thermiques qui utilisent au moins 75 % de combustible renouvelable (biomasse ou biogaz) seront considérées comme renouvelables pour les fins des appels d'offres. »<sup>69</sup>

Il s'agit donc d'une exigence minimale implicite, qui avait déjà été abordée par le RNCREQ dans le dossier R-4110-2019 phase 3<sup>70</sup>. Toutefois, selon le RNCREQ, cette contrainte devrait être rendue explicite dans les exigences minimales. Nous suggérons qu'elle se libelle ainsi :

**Énergie renouvelable : Pour tout projet thermique, au moins 75% du combustible utilisé doit être de source renouvelable.**

<sup>69</sup> [B-0011](#), p. 39.

<sup>70</sup> R-4110-2019, phase 3 : [C-RNCREQ-0086](#), p. 15.

Cela dit, le RNCREQ considère toujours que des projets avec 25% de combustible non renouvelable devraient être fortement découragés. Ainsi, il proposera dans la prochaine section d'augmenter encore plus les pénalités pour ce genre de projet à l'étape 2.

## 5.2. La grille d'analyse

En plus de ce qui précède, et comme il l'a fait dans le dossier R-4110-2019 phase 3, le RNCREQ recommande que 25 points du « **Coût de l'électricité** » soient redistribués parmi les critères non monétaires. Autrement, comme expliqué à la section 3.2.1, avec les 60 points attribués selon le coût, comme le propose le Distributeur, un projet de faible coût qui ne gagne aucun point dans la section non monétaire peut facilement se qualifier pour l'étape 3, et ensuite être sélectionné pour l'attribution d'un contrat, uniquement sur la base de ses coûts.

Selon la proposition du RNCREQ, les critères non monétaires devraient totaliser 65 points, alors que les monétaires (« Coût de l'électricité ») en totaliseraient 35. Cette répartition serait conforme à celle qui fût approuvée par la Régie lors de l'appel d'offres A/O 2013-01 (450 MW d'énergie éolienne) dans la décision [D-2014-180](#).

Pour ce faire, et en lien avec ses commentaires à la section 4.1 ci-dessus, le RNCREQ recommande d'ajouter 10 points pour des projets ayant obtenus la certification Green-e et un autre 10 points pour des projets ayant obtenus de la certification Écologo. Quoique les deux programmes aient des objectifs similaires, les différences importantes entre leurs régimes de qualification justifient de les traiter séparément.

Le RNCREQ propose également d'augmenter la valeur des pénalités pour les émissions de GES au-delà de 10% (-4, -8 et -10 au lieu de -3, -4 et -5), comme il l'a précédemment mentionné à la Section 5.1.

Comme il l'a déjà indiqué, le RNCREQ souhaite fortement que la Régie détermine ses propres critères et pondérations. Toutefois, pour les fins du présent dossier et vu les contraintes procédurales, l'intervenant propose de se limiter aux critères existants.

Il propose également de renommer la section « Existence d'un système de certification environnementale » par « Minimisation et gestion des impacts environnementaux ».

Enfin, le RNCREQ propose de rééquilibrer les balises concernant la « Valorisation des rejets thermiques ». À cet égard, le RNCREQ peine à comprendre la proposition du Distributeur où un soumissionnaire n'aurait qu'à récupérer 5% de ses rejets thermiques pour s'éviter un (1) point négatif, mais le triple (15%) pour s'éviter un (1) point négatif additionnel. Bien pire, pourquoi le seuil à atteindre pour le dernier point négatif (40%) serait-il 25 points de pourcentage plus loin que l'échelon précédent?

Nous croyons que cette structure aurait l'effet de décourager les efforts des soumissionnaires pour valoriser leurs rejets thermiques. En effet, plus ils feraient d'efforts, moins grande serait leur récompense par rapport à leurs concurrents.

Conséquemment, pour encourager la valorisation des rejets thermiques, de même qu'assurer une équité et un équilibre entre les soumissionnaires, le RNCREQ recommande de moduler l'indicateur « Valorisation des rejets thermiques » à raison de -1 point par tranche de 15% de rejets thermiques valorisés. Ultimement, cette proposition du RNCREQ de pénaliser les soumissionnaires qui ne valorisent pas au moins 45% de leurs rejets thermiques n'est pas très loin de ce que proposait le Distributeur en les pénalisant en deçà de 40% et demeure tout aussi raisonnable.

Pour les autres critères et pondérations, il retient ceux et celles proposées par le Distributeur.

Les modifications proposées à la grille sont indiquées au tableau qui suit. Ce qui est en ~~rouge et rayé~~ représente ce que le RNCREQ propose de retirer et ce qui est **en vert** est ce qu'il propose d'ajouter.

[La grille se trouve à la page suivante]

Tableau 1. Grille de l'étape 2 pour AO 2022-01, selon HQD et le RNCREQ

		HQD	RNCREQ
<b>Développement durable</b>		<b>22</b>	<b>47</b>
<i>Émissions de GES associées à la proportion de combustible non renouvelable</i>		<b>(-5 à 0)</b>	
	0	0	0
	[> 0 à 5 %]	-1	-1
	[> 5 à 10 %]	-2	-2
	[> 10 à 15 %]	-3	-4
	[> 15 à 20 %]	-4	-8
	[> 20 à 25 %]	-5	-10
<b>Provenance de l'approvisionnement en combustible renouvelables gazeux (CRG)</b>		<b>(-3 / -1 / 0)</b>	
	Approvisionnement direct ou critère non applicable au projet	0	0
	Approv. d'un réseau <b>avec</b> traçabilité et retrait des attributs	-1	-1
	Approv. d'un réseau, <b>sans</b> traçabilité et retrait des attributs	-3	-3
<b>Valorisation des rejets thermiques</b>		<b>(-3 / -2 / -1 / 0)</b>	
	<5% 0% à 15% des rejets thermiques	-3	-3
	[5 à 15 % >15% à 30%] des rejets thermiques	-2	-2
	[> 15 à 40 % >30% à 45%] des rejets thermiques	-1	-1
	> 40% >45% des rejets thermiques ou critère non applicable au projet	0	0
<b>Existence d'un... Minimisation et gestion des impacts environnementaux</b>		<b>3</b>	<b>28</b>
	Certification ISO 14001	1	4
	Certification Green-e	1	10
	Certification Ecologo		10
	Engagement à la Traçabilité NAR	1	4
<b>Indicateur à caractère social</b>		<b>19</b>	<b>19</b>
	Appui du milieu local	2	2
	Implantation dans le milieu	3	3
	Plan d'insertion du projet	1	1
	Consultation avec les communautés autochtones	2	2
	Retombées économiques	8	8
	Bonification - Retombées économiques pour les comm. autoch.	6	6
<b>Capacité financière</b>		<b>8</b>	<b>8</b>
	Solidité financière	4	4
	Plan de financement	4	4
<b>Faisabilité du projet</b>		<b>6</b>	<b>6</b>
	Raccordement au réseau	1	1
	Plan directeur de réalisation du projet	1	1
	Plan d'obtention des autorisations gouvernementales	2	2
	Plan d'approvisionnement en combustible énergie	2	2
<b>Expérience pertinente</b>		<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Somme des critères non monétaires</b>		<b>40</b>	<b>65</b>
<b>Coût de l'électricité</b>		<b>60</b>	<b>35</b>
<b>TOTAL</b>		<b>100</b>	<b>100</b>



## 6. L'appel d'offres pour 1000 MW d'énergie éolienne

### 6.1. Les exigences minimales pour l'étape 1

Les exigences minimales proposées par le Distributeur se résument dans le Tableau 2 ci-dessous.

**TABLEAU 2 :  
EXIGENCES MINIMALES – BLOC DE 1 000 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE**

	<b>EXIGENCES MINIMALES (Étape 1) A/O 1 000 MW d'énergie éolienne (A/O 2022-02)</b>	<b>Ajustements proposés par rapport à l'A/O 300 MW d'énergie éolienne (A/O 2021-02)</b>
1.	Choix et contrôle du site	Pas de changement.
2.	Expérience du soumissionnaire	Pas de changement, c'est-à-dire détenir une expérience dans le développement ou dans l'exploitation d'au moins un projet de production d'électricité de nature similaire à celui proposé sur une base commerciale.
3.	Délais de raccordement et intégration du parc éolien	Pas de changement, tous les travaux d'intégration requis pour assurer un raccordement ferme au réseau d'Hydro-Québec du parc éolien doivent être complétés à temps pour respecter la date garantie de début des livraisons.
4.	Contenu québécois minimal du projet	Pas de changement, le soumissionnaire doit inclure à sa soumission un engagement à ce que 50 % ou plus des dépenses globales associées au parc éolien soient réalisées au Québec.
5.	Contenu régional minimal du projet	Pas de changement, le soumissionnaire doit inclure à sa soumission un engagement à ce que des dépenses globales associées au parc éolien soient réalisées dans la MRC où se situe le projet, la MRC de La Matanie, et/ou la région administrative de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine.
6.	Participation communautaire	Pas de changement: Le <i>Milieu local</i> doit détenir une participation au projet. Ajout: Le soumissionnaire doit démontrer qu'il a l'appui du <i>Milieu local</i> où se situe le projet.
7.	Paiements fermes versés à la <i>Collectivité locale</i>	Nouveau montant inscrit au Décret. Le soumissionnaire doit inclure dans sa soumission un engagement à verser à la <i>Collectivité locale</i> qui administre le territoire, la somme annuelle de 5 850 \$ par MW installé sur le territoire de ladite <i>Collectivité locale</i> , montant indexé annuellement.
8.	Durée du contrat	Pas de changement, c'est-à-dire que le soumissionnaire doit s'engager pour une durée contractuelle minimale de vingt (20) ans.
9.	Date garantie de début des livraisons	La date la plus hâtive pour le début des livraisons est le 1 <sup>er</sup> décembre 2027 et la date la plus tardive est le 1 <sup>er</sup> décembre 2029.

Le RNCREQ ne propose pas de modifications à ces exigences minimales concernant l'appel d'offres 2022-02 pour 1000 MW d'énergie éolienne.

### 6.2. La grille d'analyse

Comme pour l'A/O 2022-01, le RNCREQ propose de réduire de 25 les points alloués au « **Coût de l'électricité** », et de les redistribuer en critères non monétaires. Les critères non monétaires totaliseraient donc 65 points, alors que les monétaires (« Coût de l'électricité ») en totaliseraient 35.

Encore une fois, le RNCREQ propose de rajouter une section « Minimisation et gestion des impacts environnementaux », et d'allouer 10 points pour chacune des certifications Green-e et Écologo.

Il propose également de remonter les points pour la Capacité financière de 2 à 4, et de remonter ceux pour l'Expérience pertinente de 1 à 4. Les modifications proposées à la grille sont indiquées au tableau qui suit. Ici aussi, ce qui est en ~~rouge et rayé~~ représente ce que le RNCREQ propose de retirer et ce qui est **en vert** est ce qu'il propose d'ajouter.

[La grille se trouve à la page suivante]

Tableau 2. Grille de l'étape 2 pour AO 2022-02, selon HQD et le RNCREQ

Critères de sélection		HQD	RNCREQ
<b>Contenu québécois (CQ) visant 60 % des dépenses globales du parc éolien</b>		<b>6</b>	<b>6</b>
	Si CQ ≥ 60 %	6	6
	Si 50 % < CQ < 60 %	4	4
	Si CQ = 50 %	0	0
<b>Contenu régional (CR) visant 35 % des dépenses globales du parc éolien</b>		<b>6</b>	<b>6</b>
	Si CR ≥ 35 %	6	6
	Si CR < 35 %	0	0
<b>Développement durable</b>		<b>18</b>	<b>38</b>
<b>Existence d'un... Minimisation et gestion des impacts environnementaux</b>		<b>2</b>	<b>22</b>
	Certification ISO 14001	1	1
	Certification Ecologo		10
	Certification Green-e		10
	Engagement à la Traçabilité NAR	1	1
<b>Indicateur à caractère social</b>		<b>16</b>	<b>16</b>
Implantation dans le milieu		<b>3</b>	<b>3</b>
	Plan d'insertion du projet	1	1
	Consultations avec les <i>communautés autochtones</i>	2	2
Participation du <i>Milieu local</i> (PC) à hauteur d'environ 50%		<b>10</b>	<b>10</b>
	Si PC ≥ 50 %	5	5
	Si 40 % ≤ PC < 50 %	3	3
	Si PC < 40%	0	0
	Bonification si participation autochtone	5	5
Retombées économiques pour les <i>communautés autochtones</i>		<b>3</b>	<b>3</b>
<b>Contrat (DC) visant une durée de 30 ans</b>		<b>2</b>	<b>2</b>
	Si DC ≥ 30-40 ans	2	2
	Si DC entre 30 et 40 ans		1
	Si 20 ans ≤ DC < 30 ans	0	0
	Si DC entre 20 et 30 ans		-1
	Si DC = 20 ans		-2
<b>Capacité financière</b>		<b>2</b>	<b>4</b>
	Solidité financière	2	4
<b>Faisabilité du projet</b>		<b>5</b>	<b>5</b>
	Raccordement au réseau	1	1
	Plan directeur de réalisation du projet	1	1
	Plan d'obtention des autorisations gouvernementales	1	1
	Qualité des données de vent	2	2
<b>Expérience pertinente</b>		<b>1</b>	<b>4</b>
<b>Somme des critères non monétaires</b>		<b>40</b>	<b>65</b>
<b>Coût de l'électricité</b>		<b>60</b>	<b>35</b>
<b>TOTAL</b>		<b>100</b>	<b>100</b>

Par conséquent, en ce qui a trait aux appels d'offres 2022-01 et 2022-02, le RNCREQ recommande :

- Que la Régie ajoute une exigence minimale à l'appel d'offres concernant le bloc de 1300 MW d'énergie renouvelable, à savoir que toute soumission déposée doit utiliser moins de 25% de combustible non renouvelable;
- Que la Régie modifie les grilles d'analyse proposées par le Distributeur de façon à ce que celles-ci correspondent aux grilles détaillées aux Sections 5.2 et **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessus;

## 7. Conclusion et recommandations

En conclusion, le RNCREQ fait à la Régie les recommandations qu'il a énoncées au tout début du présent document, à la section 1 « Sommaire des recommandations ».