

**CANADA  
PROVINCE DE QUÉBEC**

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

No. : R-4210-2022 ph.2

---

**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

Demandeur

et

**REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS  
RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU  
QUÉBEC -et- Als.**

Intervenants

---

**R-4210-2022 PHASE 2 - DEMANDE D'APPROBATION DU  
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 DU DISTRIBUTEUR**

**COMPILATION D'EXTRAITS**

**EN VUE DU CONTRE-INTERROGATOIRE DU PANEL DU DISTRIBUTEUR**

**PAR LE RNCREQ**

## 1. STRATÉGIE ET PLAN D'APPROVISIONNEMENT (GÉNÉRALITÉS)

### LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

72. À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte:

1° des risques découlant de ses choix de sources d'approvisionnement;

2° pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112;

3° pour l'approvisionnement en gaz naturel:

a) de la marge excédentaire de capacité de transport que le titulaire estime nécessaire pour favoriser le développement des activités industrielles, cette marge ne pouvant excéder 10% de la quantité de gaz naturel que ce titulaire prévoit livrer annuellement;

b) de la quantité de gaz de source renouvelable déterminée par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 4° du premier alinéa de l'article 112.

Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

[B-0167](#), p. 10 :

**TABLEAU 3.4 :**  
**APPELS D'OFFRES PRÉVUS**

|   | Besoins de 2028<br>(automne 2027)            | Besoins de 2029<br>(automne 2028)  | Besoins de 2030<br>(automne 2029)  | Besoins de 2031<br>(automne 2030)  |
|---|--|--|--|--|
| A/O de LT (1)(2)<br>toutes sources<br>(2024)<br><b>Énergie annuelle</b> |  | 750 MW de<br>contribution<br>annuelle en<br>puissance et<br>énergie associée | 450 MW de<br>contribution<br>annuelle en<br>puissance et<br>énergie associée | 800 MW de<br>contribution<br>annuelle en<br>puissance et<br>énergie associée |
| A/O de CT<br>(2024/2025)<br><b>Base hivernale</b>                       | 1 400 MW<br>puissance et<br>énergie garantie | 1 400 MW<br>puissance et<br>énergie garantie                                 |  |  |
| A/O de LT<br>(2024/2025)<br><b>Base hivernale</b>                       |  |  | 1 400 MW<br>puissance et<br>énergie garantie                                 |  |

Notes :

(1) En fonction des capacités résiduelles sur le réseau suite à l'octroi des projets issus de l'AO 2023-01. Les besoins qui n'auraient pas été comblés à l'issue de cet AO de LT pourront l'être par des AO de CT.

(2) Aux fins du calcul de l'énergie associée aux approvisionnements toutes sources, l'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront ultimement du type d'approvisionnement retenu.

## STRATÉGIE ET PLAN D'APPROVISIONNEMENT (GÉNÉRALITÉS) - SUITE

[B-0009](#), p. 23-24 :

- 5 Les scénarios présentés aux tableaux 6.1 et 6.2 représentent une fourchette d'encadrement  
 6 couvrant 80 % des probabilités de réalisation, soit +/- 1,3 écart type de l'aléa sur la demande  
 7 prévue à conditions climatiques normales.

**TABLEAU 6.1 :**  
**FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE**  
**À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES**

| En TWh   | 2022 <sup>1</sup> | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  |
|--|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Besoins en énergie moins 1,3 écart type <sup>2</sup> | 194,7             | 192,4 | 194,6 | 196,6 | 198,9 | 201,2 | 204,3 | 206,0 | 208,2 | 210,6 | 213,4 |
| Besoins en énergie prévus                            | 195,8             | 195,2 | 197,8 | 200,4 | 203,1 | 205,6 | 209,2 | 211,2 | 213,8 | 216,6 | 220,0 |
| Besoins en énergie plus 1,3 écart type <sup>3</sup>  | 197,0             | 198,0 | 201,1 | 204,0 | 207,7 | 211,3 | 216,1 | 219,3 | 223,0 | 226,6 | 230,6 |

<sup>1</sup> Incluant les besoins réels de janvier à juillet 2022 normalisés pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Scénario faible

<sup>3</sup> Scénario fort

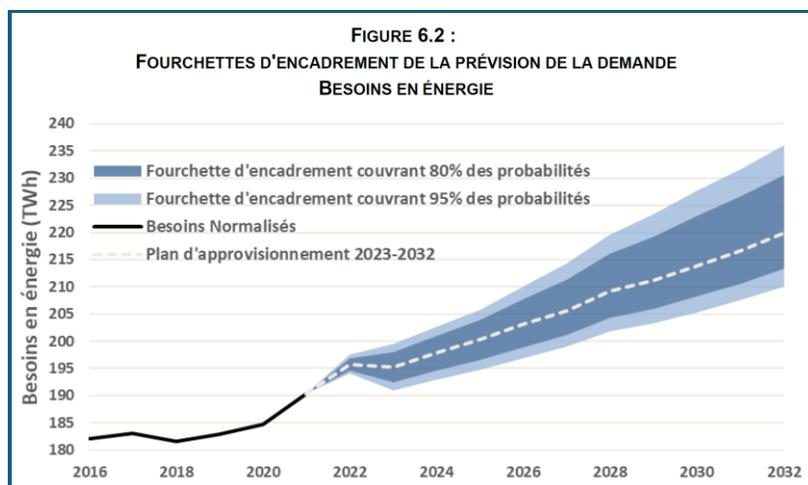
**TABLEAU 6.2 :**  
**FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE**  
**À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES**

| En MW  | 2021-<br>2022 <sup>1</sup> | 2022-<br>2023 | 2023-<br>2024 | 2024-<br>2025 | 2025-<br>2026 | 2026-<br>2027 | 2027-<br>2028 | 2028-<br>2029 | 2029-<br>2030 | 2030-<br>2031 | 2031-<br>2032 |
|--|----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Besoins en puissance moins 1,3 écart type <sup>2</sup> | 39,665                     | 39,167        | 39,287        | 39,599        | 39,905        | 40,175        | 40,442        | 40,760        | 41,137        | 41,522        | 42,014        |
| Besoins en puissance prévus                            | 39,665                     | 39,851        | 40,120        | 40,535        | 40,959        | 41,321        | 41,735        | 42,156        | 42,627        | 43,094        | 43,696        |
| Besoins en puissance plus 1,3 écart type <sup>3</sup>  | 39,665                     | 40,537        | 40,951        | 41,460        | 42,032        | 42,526        | 43,134        | 43,708        | 44,310        | 44,878        | 45,570        |

<sup>1</sup> Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

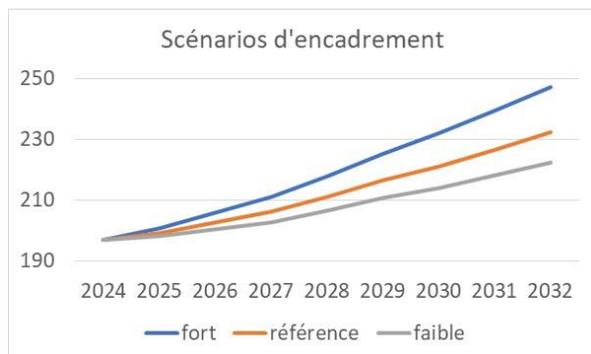
<sup>2</sup> Scénario faible

<sup>3</sup> Scénario fort



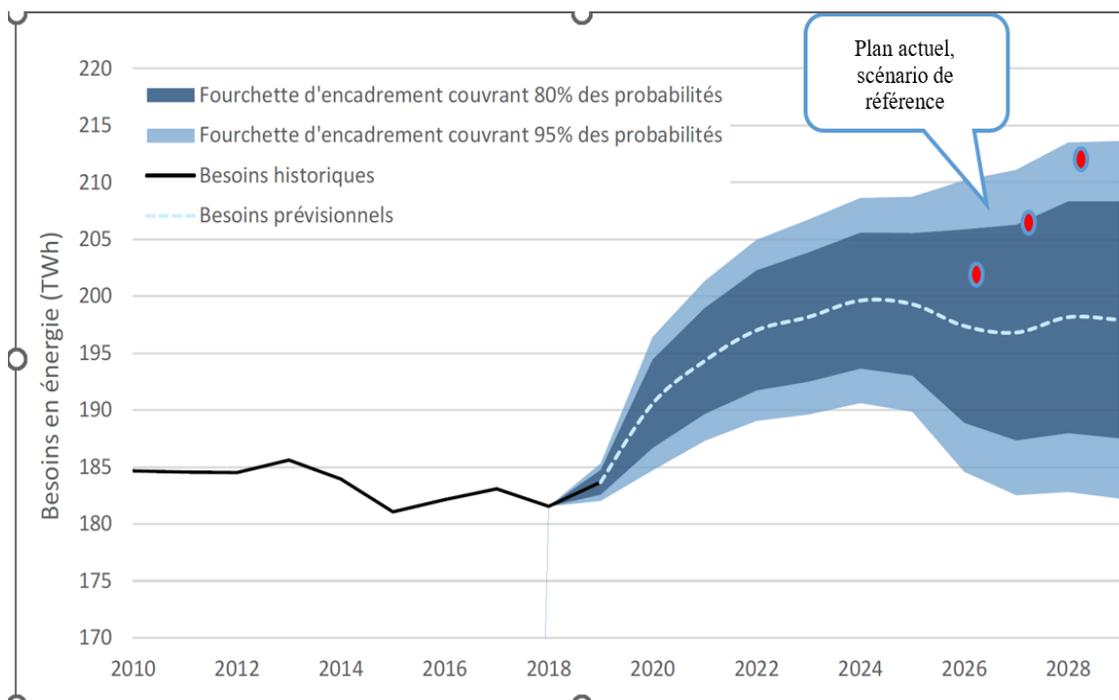
## STRATÉGIE ET PLAN D'APPROVISIONNEMENT (GÉNÉRALITÉS) - SUITE

[C-RNCREQ-0065](#), p. 25 :



[C-RNCREQ-0065](#), p. 31 :

En fait, les besoins prévus maintenant au scénario moyen pour 2028 (211,3 TWh) se trouvent à l'extrémité de la fourchette d'encadrement de 95% prévu au dossier R-4110-2019, reproduite ici:



## **STRATÉGIE ET PLAN D'APPROVISIONNEMENT (GÉNÉRALITÉS) - SUITE**

[R-3748-2010](#), [B-0023](#), p. 19-20 :

### **Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente les scénarios fort et faible de la prévision de la demande.
- (ii) Selon l'article 30 du Guide de dépôt, le Distributeur doit présenter la stratégie d'approvisionnement retenue, en précisant « *les moyens pour répondre aux besoins imprévisibles ou composer avec des besoins plus faibles que prévus* ».

### **Demande :**

- 11.1** Veuillez présenter les stratégies d'approvisionnement d'une part en énergie et d'autre part en puissance, advenant des scénarios fort ou faible de la demande dans le cadre du présent Plan.

### **Réponse :**

**La stratégie d'approvisionnement présentée dans le Plan est axée sur une flexibilité accrue des moyens de gestion du Distributeur.**

**Ainsi, advenant qu'un scénario de demande plus forte se présentait, le Distributeur a plusieurs possibilités pour faire face à ce scénario. Notamment, les rappels d'énergie différée pourront être augmentés et les quantités différées réduites. Le redémarrage de la centrale de TCE pourra être devancé ou la contribution additionnelle associée à des livraisons modulables de TCE, le cas échéant, pourra être accrue. Enfin, le contrat de cyclable avec le Producteur pourra être utilisé de façon plus importante. Au niveau des besoins en puissance, l'appel d'offres planifié pourra être devancé et les quantités demandées plus importantes que prévu.**

**Dans le cas d'un scénario de demande plus faible, les quantités d'énergie rappelée et différée pourraient être ajustées, bien que le solde à la fin des conventions demeure un enjeu. Les stratégies utilisées en 2010 et 2011 pour la gestion du solde pourraient être utilisées à nouveau, soit la mise en place de transactions financières avec le Producteur pour réduire les quantités d'énergie du contrat en base. Comme les approvisionnements sont déjà réduits significativement pour faire face à une demande anticipée assez faible pour les prochaines années, les reventes seraient probablement augmentées si une demande plus faible se concrétisait. Pour le bilan en puissance, l'appel d'offres prévu pourrait être repoussé et les quantités recherchées seraient plus faibles qu'anticipé.**

**Dans tous les cas, la mise en place de l'entente globale de modulation permettra une meilleure adéquation entre les approvisionnements et la demande et facilitera les ajustements face à des variations, à la hausse ou à la baisse, de la demande prévue.**

## 2. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[B-0168](#), p. 49 :

**TABLEAU 7.7 :**  
**PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE**  
**EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR**

| En TWh       | 2022       | 2023       | 2024       | 2025       | 2026       | 2027       | 2028       | 2029       | 2030       | 2031       | 2032       | 2023-2032   |
|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|
| Résidentiel  | 0,4        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 3,1         |
| Commercial   | 0,2        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,4        | 0,4        | 0,4        | 0,5        | 0,5        | 3,8         |
| Industriel   | 0,2        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,3        | 0,4        | 0,4        | 3,3         |
| <b>TOTAL</b> | <b>0,8</b> | <b>0,9</b> | <b>0,9</b> | <b>0,9</b> | <b>0,9</b> | <b>1,0</b> | <b>1,0</b> | <b>1,1</b> | <b>1,0</b> | <b>1,2</b> | <b>1,2</b> | <b>10,2</b> |

**TABLEAU 7.8**  
**PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN PUISSANCE**  
**EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR**

| En MW        | 2021-<br>2022 | 2022-<br>2023 | 2023-<br>2024 | 2024-<br>2025 | 2025-<br>2026 | 2026-<br>2027 | 2027-<br>2028 | 2028-<br>2029 | 2029-<br>2030 | 2030-<br>2031 | 2031-<br>2032 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Résidentiel  | 76            | 51            | 55            | 55            | 55            | 57            | 59            | 62            | 57            | 62            | 61            |
| Commercial   | 38            | 60            | 58            | 59            | 59            | 61            | 65            | 70            | 67            | 86            | 91            |
| Industriel   | 33            | 57            | 56            | 56            | 56            | 58            | 60            | 63            | 59            | 65            | 65            |
| <b>TOTAL</b> | <b>147</b>    | <b>168</b>    | <b>168</b>    | <b>170</b>    | <b>170</b>    | <b>176</b>    | <b>184</b>    | <b>194</b>    | <b>183</b>    | <b>213</b>    | <b>217</b>    |

Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec, [C-RNCREQ-0067](#), p.10 :

### CONSOMMATION MOINDRE ET AU BON MOMENT

**Doubler les économies d'énergie réalisées par nos clients et clientes afin de dégager de 1 600 à 1 800 MW de puissance supplémentaire à l'horizon 2035.**

Les efforts que nous avons déployés au cours des 20 dernières années ont permis des économies d'énergie et le déplacement d'une partie de la consommation en dehors des heures de pointe. Dans le plan d'approvisionnement de novembre 2022, nous visions des économies d'énergie équivalant à 1 800 MW. Aujourd'hui, nous aspirons à beaucoup plus, plus rapidement. Nous avons ainsi doublé notre cible d'économies d'énergie afin de retrancher de 1 600 à 1 800 MW de puissance de plus, pour un total de 3 500 MW<sup>2</sup>. C'est plus que la puissance combinée de la centrale Manic-5 et des centrales du complexe de la Romaine.

2) 21 TWh en efficacité énergétique au total d'ici 2035

**EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (SUITE)**

B-0167, p. 13 :

**TABLEAU 4.3 :**  
**BILAN DE PUISSANCE**  
**APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS**

| Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars)<br>En MW | 2023-<br>2024 | 2024-<br>2025 | 2025-<br>2026 | 2026-<br>2027 | 2027-<br>2028 | 2028-<br>2029 | 2029-<br>2030 | 2030-<br>2031 | 2031-<br>2032 | 2032-<br>2033 | 2033-<br>2034 | 2034-<br>2035 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>BESOINS À LA POINTE</b>                           | <b>40 461</b> | <b>40 844</b> | <b>41 302</b> | <b>41 809</b> | <b>42 331</b> | <b>43 240</b> | <b>43 925</b> | <b>44 639</b> | <b>45 432</b> | <b>46 490</b> | <b>47 683</b> | <b>48 895</b> |
| Réserve pour respecter le critère de fiabilité       | 4 085         | 4 256         | 4 376         | 4 588         | 4 669         | 4 749         | 4 829         | 4 909         | 4 989         | 5 105         | 5 236         | 5 369         |
| <b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>     | <b>44 546</b> | <b>45 100</b> | <b>45 678</b> | <b>46 397</b> | <b>46 999</b> | <b>47 988</b> | <b>48 754</b> | <b>49 548</b> | <b>50 421</b> | <b>51 595</b> | <b>52 920</b> | <b>54 265</b> |
| <b>APPROVISIONNEMENTS</b>                            |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| <b>Approvisionnement existants</b>                   |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Électricité patrimoniale                             | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        |
| Contrats avec HQP                                    | 1 400         | 1 797         | 1 900         | 2 059         | 659           | 659           | 659           | 659           | 659           | 659           | 659           | 659           |
| • Base et cyclable                                   | 600           | 600           | 600           | 600           | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             |
| • Puissance rappelée                                 | 300           | 697           | 800           | 800           | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             |
| • Contrats de puissance (A/O 2015-01)                | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           |
| • A/O 2021-01 - HQP                                  | 0             | 0             | 0             | 159           | 159           | 159           | 159           | 159           | 159           | 159           | 159           | 159           |
| Autres contrats de long terme                        | 1 918         | 1 918         | 1 927         | 2 341         | 2 248         | 2 142         | 2 085         | 2 075         | 1 998         | 1 753         | 1 325         | 1 054         |
| • Éolien (1)   | 1 486         | 1 486         | 1 486         | 1 900         | 1 860         | 1 816         | 1 763         | 1 763         | 1 699         | 1 487         | 1 058         | 804           |
| • Cogénération                                       | 328           | 328           | 337           | 337           | 285           | 222           | 219           | 219           | 219           | 211           | 211           | 211           |
| • Petite hydraulique (2)                             | 103           | 103           | 103           | 103           | 103           | 103           | 103           | 94            | 80            | 55            | 55            | 39            |
| Gestion de la demande de puissance                   | 1 943         | 2 152         | 2 424         | 2 580         | 2 744         | 2 927         | 2 990         | 3 044         | 3 055         | 3 055         | 3 055         | 3 055         |
| • Électricité interruptible                          | 983           | 1 004         | 1 046         | 1 057         | 1 057         | 1 078         | 1 099         | 1 099         | 1 099         | 1 099         | 1 099         | 1 099         |
| • GDP Affaires                                       | 568           | 611           | 675           | 707           | 750           | 782           | 825           | 879           | 889           | 889           | 889           | 889           |
| • Tarification dynamique                             | 297           | 371           | 445           | 445           | 445           | 445           | 445           | 445           | 445           | 445           | 445           | 445           |
| • Hilo   | 95            | 166           | 257           | 370           | 491           | 621           | 621           | 621           | 621           | 621           | 621           | 621           |
| Autres moyens  | 753           | 762           | 770           | 778           | 787           | 794           | 794           | 795           | 796           | 797           | 798           | 799           |
| <b>Puissance additionnelle requise</b>               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Contribution des marchés de court terme              | 1 100         | 1 050         | 1 200         | 1 200         | 1 500         | 1 500         | 1 500         | 1 500         | 1 500         | 1 500         | 1 500         | 1 500         |
| Autres approvisionnements requis                     | 0             | 0             | 0             | 0             | 1 600         | 2 500         | 3 300         | 4 050         | 4 950         | 6 400         | 8 150         | 9 750         |

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

Note (2) : Excluant les centrales de la chute du Quatre Mille, de la chute du Six Mille et Manouane Sipi.

### **3. MAINTIEN DES APPROVISIONNEMENTS ASSOCIÉS AUX CONTRATS VENANT À ÉCHÉANCE**

[B-0167](#), p. 8 :

La stratégie visant à maintenir ces approvisionnements au terme de ces contrats repose sur le projet de règlement publié le 13 septembre 2023 par le gouvernement et visant la capacité maximale de production d'un parc éolien pour les fins d'un programme d'achat d'électricité de source éolienne (le « Programme »).

[Règlement sur la capacité maximale de production d'un parc éolien pour les fins d'un programme d'achat d'électricité de source éolienne](#) (projet), (2023) 155 G.O. II, 4125 :

#### **Règlement sur la capacité maximale de production d'un parc éolien pour les fins d'un programme d'achat d'électricité de source éolienne**

Loi sur la Régie de l'énergie  
(chapitre R-6.01, a. 74.3, 2<sup>e</sup> al., et a. 112, 1<sup>er</sup> al., par. 2.3<sup>o</sup>)

**1.** Le présent règlement s'applique à l'égard d'un parc éolien pour lequel un contrat d'approvisionnement en électricité respectant les conditions suivantes a été conclu :

1<sup>o</sup> il a été conclu entre un producteur et le distributeur d'électricité à la suite d'un appel d'offres lancé par ce dernier en vertu de l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) pour satisfaire les besoins d'un bloc d'énergie éolienne;

2<sup>o</sup> il prévoit le début des livraisons à une date comprise dans la période du 22 novembre 2006 au 12 décembre 2012;

3<sup>o</sup> il prévoit une date d'expiration au plus tard le 12 décembre 2032.

**2.** La capacité maximale de production admissible d'un parc éolien d'un producteur qui participe à un programme d'achat d'électricité de source éolienne du distributeur d'électricité est d'au plus 215 MW.

**3.** Le présent règlement entre en vigueur le quinzième jour qui suit la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec*.

## **MAINTIEN DES APPROVISIONNEMENTS ASSOCIÉS AUX CONTRATS VENANT À ÉCHÉANCE (SUITE)**

[B-0163](#), p. 42 :

19.3 Est-ce qu'Hydro-Québec est bien avancée sur la préparation de son programme d'achat d'électricité de source éolienne? Le cas échéant, veuillez en décrire les grandes lignes.

**Réponse :**

**À la suite de la publication du projet de règlement, le Distributeur a commencé la rédaction des documents relatifs au programme d'achat d'électricité, tenant compte notamment des orientations et des attentes du gouvernement décrites audit projet de règlement, dont l'objectif serait l'attribution de nouveaux contrats d'approvisionnement en électricité visant à :**

- **Optimiser et bénéficier de toute la valeur de production des parcs éoliens existants ;**
- **Maintenir les retombées pour les communautés d'accueil, notamment en ce qui a trait aux emplois ; et**
- **Diminuer le prix d'achat de l'électricité, au bénéfice des clients du Québec.**

[B-0167](#), p. 8 :

La stratégie visant à maintenir ces approvisionnements au terme de ces contrats repose sur le projet de règlement publié le 13 septembre 2023 par le gouvernement et visant la capacité maximale de production d'un parc éolien pour les fins d'un programme d'achat d'électricité de source éolienne (le « Programme »).

Ce projet de règlement, en consultation pour une période de 45 jours à compter de sa publication à la Gazette officielle du Québec, vise notamment l'optimisation de toute la valeur de production des parcs éoliens existants dont les contrats viennent à échéance au plus tard le 12 décembre 2032, ainsi que la diminution du prix d'achat de l'électricité au bénéfice de la clientèle québécoise.

Un règlement devrait être édicté par le gouvernement à l'expiration du délai de 45 jours. **Suivant son entrée en vigueur, le Distributeur déposera à la Régie sa demande d'approbation des modalités du Programme en vue de son lancement prévu au deuxième trimestre de 2024.**

Pour les contrats venant à échéance après le 12 décembre 2032, le Distributeur s'assurera de mettre en place les moyens pour maintenir leurs approvisionnements au terme de leur échéance. Par conséquent et pour les raisons précitées, les tableaux 4.2 et 4.4 considèrent le **maintien de l'approvisionnement de l'ensemble des projets éoliens sur l'horizon 2035.**

#### 4. CONTRATS AVEC HQP VENANT À ÉCHÉANCE

[C-RNCREQ-0065](#), p. 16 :

##### 4.1 Les contrats avec HQP

Les deux contrats avec HQP découlent de l'A/O 2002-01 et se terminent en 2027. Ils représentent 1 400 MW de puissance et une quantité variable d'énergie. Ils ne comportent aucune clause de renouvellement ni d'extension.

[...]

Au Plan présenté par le Distributeur, la disparition de ces 1 400 MW en 2027-28 est palliée par l'achat d'une quantité identique « d'approvisionnement en court terme » de puissance.

[B-0158](#) (réponses du Distributeur aux DDR de l'AHQ-ARQ), p. 17 :

- 5.2** Veuillez expliquer d'où proviendront les approvisionnements de court terme de 1 400 MW pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029 (référence (iv)) et d'énergie de 1,0 TWh, 4,1 TWh et 3,0 TWh pour les années 2027, 2028 et 2029 (référence (ii)) et fournir la démonstration, notamment à l'aide de bilans de puissance et d'énergie et/ou de d'autres documents, que de tels approvisionnements sont disponibles sur les marchés pour cette période.

**Réponse :**

**Les quantités mentionnées par l'intervenant pourraient être considérées comme étant dans la continuité de celles prévues aux contrats de base et cyclable conclus avec le Producteur, qui prendront fin en 2027.**

**En ce sens, dans le contexte des appels d'offres visant l'acquisition de 1 400 MW pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029, le Producteur pourrait être envisagé en tant que fournisseur potentiel.**

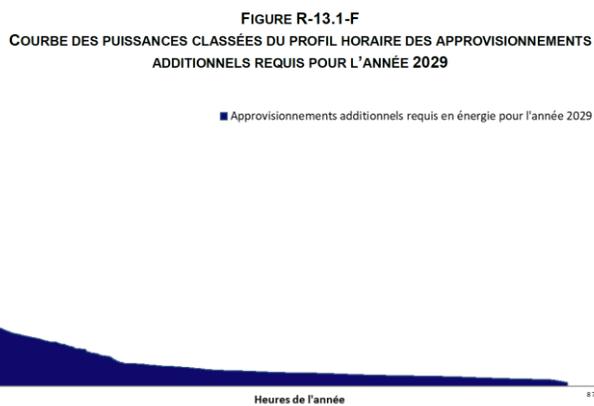
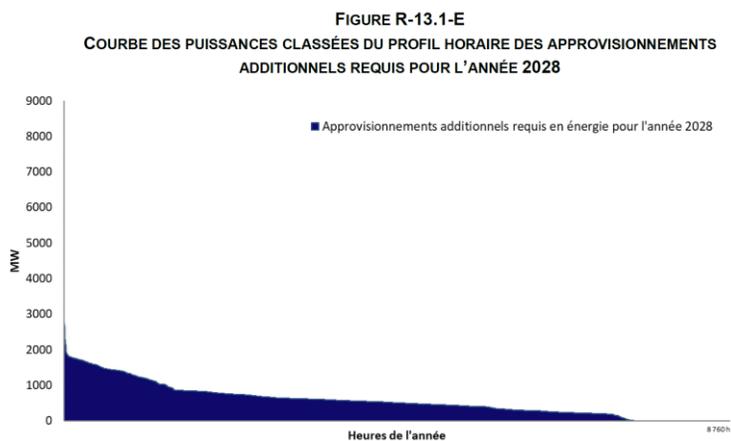
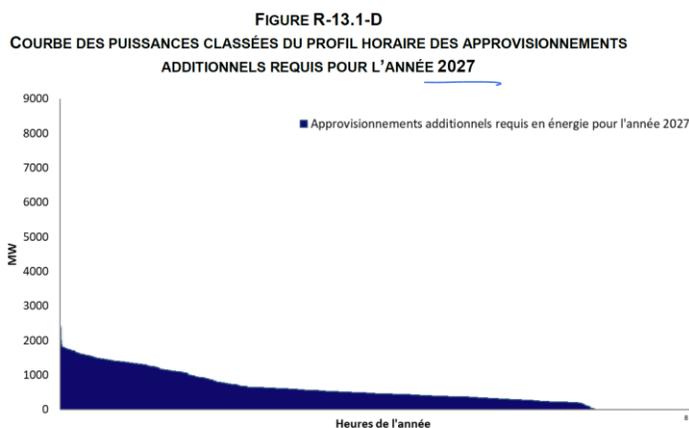
## **CONTRATS AVEC HQP VENANT À ÉCHÉANCE (SUITE)**

[B-0163](#), p. 24-29 :

13.1 Veuillez fournir des graphiques similaires aux figures R-10.7-B à R-10.7-J, qui indiquent les achats prévus sur les marchés de court terme, seulement.

### **Réponse :**

**Le Distributeur précise qu'il ne fait pas la distinction sur une base horaire entre les achats prévus sur les marchés de court terme et ceux de long terme. Néanmoins, il présente aux figures R-13.1-A à R-13.1-I les courbes des puissances classées correspondant à l'ensemble des approvisionnements additionnels requis du tableau 4.2 de la pièce HQD-1, document 1 ([B-0148](#)), soit après prise en compte des nouveaux approvisionnements prévus. De l'avis du Distributeur, cette information est pertinente pour apprécier les besoins résiduels, qui pourraient en grande partie être couverts par les marchés de court terme.**



**CONTRATS AVEC HQP VENANT À ÉCHÉANCE (SUITE)**

[B-0163](#), p. 15 :

9.4 Veuillez fournir une copie des estimations faites par le Distributeur des ressources en énergie et en puissance d'Hydro-Québec « non réglementé », en indiquant l'effet de l'ajout de 600 MW issu du protocole d'entente.

**Réponse :**

**Par sa question, l'intervenant semble demander indirectement au Distributeur de rendre public le bilan du Producteur, ce qu'il n'est pas en mesure de faire.**