

Dossier R-4210-2022 phase 2  
Présentation de l'AQCIE et du CIFQ lors de l'audience du 19 mars 2024

La présentation reprend les faits saillants du mémoire de l'AQCIE et du CIFQ concernant les sujets suivants, en y apportant des modifications rendues nécessaires à la suite des informations fournies lors des audiences:

- A) - **Prévision des ventes**
- B) - **Impact résultant de besoins inférieurs aux besoins prévus**
- C) - **Caractéristiques des appels d'offres prévus**

## A) Prévision des ventes

L'AQCIE-CIFQ comprend :

- la prévision des ventes régulières au Québec par secteurs d'activités déposée en novembre 2022 lors de la phase 1 est le résultat de la méthodologie habituelle utilisée par le Distributeur.
- la prévision des ventes régulières au Québec par secteurs d'activités déposée en novembre 2023 lors de la phase 2 présente une trajectoire qui est cohérente avec les ambitions de réduction des émissions de GES du gouvernement (B168, page 9).

À cet effet, L'AQCIE-CIFQ constate que l'augmentation des ventes sur la période 2022-2035 est de 57,6 TWh, ce qui est cohérent à l'augmentation des ventes de 60 TWh pour cette même période présentée au Plan d'action 2035 (C-RNCREQ-0067, page 4). Cet élément d'information fut d'ailleurs confirmé par HQD à l'audience du 18 mars 2024.

La prévision de novembre 2023 représente donc la prévision des ventes selon la méthodologie habituelle du Distributeur à laquelle on ajoute les ventes résultant de la réalisation complète des ambitions du gouvernement quant à la réduction des GES. À l'audience du 18 mars, HQD a reconnu l'incertitude quant à la trajectoire des besoins dus à la décarbonation.

La différence entre les deux prévisions se retrouve essentiellement dans le secteur industriel :

- Augmentation de 3,7 TWh du secteur batteries; et
- Augmentation de 7,5 TWh liée à la décarbonation industrielle. (B-168, page 12)

À l'horizon 2032, la décarbonation industrielle comprend :

- Aluminerie : 1,5 TWh;
- Sidérurgie, fonte et affinage : 1,9 TWh;
- Pétrole et chimie : 0 TWh;
- Pâtes et papiers; -0,1 TWh;
- Mines : 0,2 TWh;
- **Autres industriel grandes entreprises 4,0 TWh.**

La croissance des ventes dans le secteur «Autres industriel grandes entreprises» qui est due à la décarbonation totalise 4,2 TWh puisque la prévision des ventes soumise initialement à la Phase 1 (B-0009, p 11) du présent dossier incluait une quantité de 0,2 TWh due à la décarbonation selon une réponse fournie par HQD (B-160, p. 9).

En supposant que l'augmentation prévue de 4,2 TWh sur la période 2032-2035 (B-0168, page 11) pour le secteur «Autres industriel grandes entreprises» est liée à la décarbonation, on obtient une quantité totale d'énergie de 8,4 TWh qui serait due à la décarbonation de ce secteur sur la période 2024-2035.

En toute logique, pour le secteur «Autres industriel grandes entreprises», étant donné que l'équivalent<sup>1</sup> de 8,4 TWh d'énergie fossile est convertie en énergie électrique, on doit comprendre que la consommation d'énergie combustible (fossile) en 2024 est au moins 2,1 fois plus élevée que la consommation d'énergie électrique puisque les ventes d'énergie électrique sont de 4 TWh en 2024.

---

<sup>1</sup> En équivalence puisque les énergies combustibles se mesurent en d'autres unités (ex. gaz : mètres cubes).

Cette proportion est un minimum puisque la décarbonation de ce secteur n'est pas complétée à l'horizon 2035, comme cela a été mentionné à l'audience de 18 mars.

En définitive, cette proportion peut paraître élevée, toutefois c'est l'évaluation à laquelle l'AQCIE-CIFQ a dû se prêter puisque les hypothèses et données requises en DDR afin de justifier l'augmentation des ventes n'ont pas été fournies par le Distributeur.

Manifestement, il s'agit donc de changements majeurs que les abonnées de ces secteurs devront apporter à leur processus industriel. Selon la compréhension de l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur tient pour acquis que la trajectoire de la décarbonation se réalisera comme prévu au Plan d'action 2035, mais il ne présente aucune preuve à cet effet.

Cependant, il existe plusieurs facteurs qui fragilisent la réalisation intégrale du Plan, notamment :

- Il est présumé que chaque abonné va adhérer à l'une ou l'autre des actions proposées par le gouvernement, ce qui apparaît ambitieux;
- 83 d'abonnés sont concernés (NS 18 mars 2024) et chaque abonnée est dans une situation particulière notamment:
  - o sur le plan financier (coût d'investissement pour la conversion à l'électricité);
  - o sur l'état de ses équipements;
  - o sur la technologie permettant la substitution d'énergie;
  - o sur ses caractéristiques commerciales par rapport à son marché (compétitivité).
- Il s'agit d'une décision d'affaires concernant individuellement chaque abonné;
- Il s'agit d'une décision qui implique des modifications majeures dans leur processus industriel et donc nécessitant des investissements importants;
- Obligation d'obtenir l'autorisation du gouvernement pour des augmentations de capacité de plus de 5 MW.

**En conclusion, l'AQCIE-CIFQ considère que la justification du niveau des ventes prévues pour le secteur industriel est trop vague et imprécise, et est insatisfaisante pour servir de base aux engagements d'achat d'électricité ferme de long terme qui résulteraient des divers appels d'offres prévus au Tableau 3.4. (B-0148, page 10)**

## **B) Impact résultant de besoins inférieurs aux besoins prévus**

Dans le cas d'une demande plus faible, le Distributeur mentionne qu'il s'ajuste à la situation en réduisant les livraisons d'électricité patrimoniale. (B-0020, page 36)

Cette modalité est conforme à l'article 71.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie qui mentionne :

*71.1. La fourniture d'électricité est destinée exclusivement à la satisfaction des besoins des marchés québécois.*

*Ces besoins sont satisfaits en priorité par la fourniture d'électricité autre que patrimoniale vendue au distributeur d'électricité, puis lorsque cette fourniture est écoulee, par l'électricité patrimoniale.*

L'application de la modalité signifie que le Distributeur doit acheter en priorité l'énergie prévue aux contrats résultant des appels d'offres, ce qui a pour impact de laisser une quantité d'électricité patrimoniale inutilisée.

Le coût unitaire de la combinaison gagnante de l'A/O 2021-02 est un prix de 78,01 \$/MWh (\$ 2022)<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> R-4232-2023, B-0004, page 16

Le prix de l'énergie patrimoniale inutilisée est de 36,40 \$/MWh(2022)<sup>3</sup>.

Donc, pour chaque écart négatif de 1 TWh entre les besoins réels et les besoins prévus, c'est un montant de 41,6 M\$ supplémentaires que devront absorber les clients du Distributeur dans leur tarif.

Compte tenu des réserves exprimées plus haut concernant la justification de l'augmentation des ventes liées à la décarbonation, l'AQCIE-CIFQ considère qu'il y a une probabilité non négligeable que la prévision de ces ventes, telles que présentées, en novembre 2023 ait été surestimée de façon très importante.

Par conséquent, des moyens doivent être pris pour éviter que les clients du Distributeur en assument les conséquences, notamment par la définition des exigences et des caractéristiques des appels d'offres de long terme.

**À cet effet, afin de réduire le risque monétaire résultant d'une réduction de l'approvisionnement patrimonial associé à des besoins réels inférieurs aux besoins prévus, l'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur examine l'inclusion de la fourniture d'énergie cyclable dans ses appels d'offres, comme cela a été fait dans l'appel d'offres 2002-01 autorisé par la décision D-2002-17<sup>4</sup> et dont le contrat cyclable a été approuvé par la Régie dans sa décision D-2003-159<sup>5</sup>.**

---

<sup>3</sup> Rapport annuel 2022 du Distributeur, R-9001-2022, B-0012, page 12 : Coût pour le Tarif D

<sup>4</sup> R-3470-2001, phase 1, D-2002-17, page 35

<sup>5</sup> R-3515-2003, D-2003-159, page 27

### C) Caractéristiques des appels d’offres prévus

Le Tableau 3.4<sup>6</sup> reproduit ci-dessous présente les appels d’offres prévus sur la période du Plan.

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

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

La Note 2 mentionne que l’hypothèse d’un approvisionnement de source éolienne a été posée.

Selon les modalités actuellement applicables à l’énergie éolienne :

<sup>6</sup> B-0148, page 10

- Les retours sont de 40 % de la puissance éolienne installée pour les mois d'octobre à mars; et de 30 % pour les autres mois de l'année;
- Sur une base annuelle, les retours d'énergie assurent un volume d'énergie de 35 % de la puissance installée.<sup>7</sup>

En référence au Tableau 3.4 :

- Aucun approvisionnement de long terme n'est requis avant l'année 2029;
- Pour l'année 2029, il est prévu un approvisionnement de long terme de 750 MW sur une base annuelle ainsi qu'un approvisionnement de court terme 1 400 MW sur une base hivernale.

Étant donné les modalités applicables à l'approvisionnement éolien, l'A/O de 750 MW de source éolienne correspond à une capacité installée de 1875 MW ( $750 / 0,4 = 1875$ ), et à un approvisionnement en énergie de 5,75 TWh ( $1875 \text{ MW} \times 8760 \text{ heures} \times 0,35$ ).

En supposant un retour d'énergie pour les mois d'octobre à mars plus élevé, soit par exemple à 50%, la capacité garantie en hiver serait 937,5 MW, ce qui permettrait de réduire de 187,5 MW l'approvisionnement de 1 400 MW requis sur une base hivernale.

Il serait également possible de considérer un retour d'énergie sur une base saisonnière ou mensuelle en contribuant davantage à la pointe du réseau, ce qui permettrait de réduire d'autant la valeur de l'approvisionnement de court terme de 1 400 MW sur une base hivernale.

Selon l'AQCIE-CIFQ, il y a lieu d'optimiser les approvisionnements requis en considérant un pourcentage de retour d'énergie différent pour les mois d'hiver, dans le cas d'un approvisionnement de source éolienne.

---

<sup>7</sup> D-2020-103, page 39, tableau 1



**En conséquence, l'AQCIE-CIFQ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur présente une analyse qui prend en considération différents pourcentages de retour d'énergie dans le cas de la production éolienne, avant qu'il ne procède aux appels d'offres à long terme visés au tableau 3.4.**