

**ROÉÉ**  
**Regroupement des organismes environnementaux en énergie**

---

Régie de l'énergie

R-4210-2022, phase 2

Hydro-Québec – Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement  
2023-2032

**Rapport d'analyse**

par  
Jean-Pierre Finet, analyste

pour le  
Regroupement des organismes environnementaux en énergie  
**(ROÉÉ)**

Le 4 mars 2024

## TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DU ROÉÉ .....	1
INTRODUCTION .....	3
1.0 PRÉVISION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE – RECHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES.....	4
2.0 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	9

## PRÉSENTATION DU ROÉÉ

Fondé en 1997, le ROÉÉ représente les intérêts de neuf (9) groupes environnementaux à but non lucratif, notamment auprès de la Régie de l'énergie. En font partie : l'Association madelinienne pour la sécurité énergétique et environnementale (AMSÉE) ; Canot Kayak Québec ; Écohabitation ; la Fondation Coule pas chez nous ; Fondation Rivières ; Nature Québec ; le Regroupement pour la surveillance du nucléaire (RSN) ; le Regroupement vigilance hydrocarbure Québec (RVHQ) ; et l'Association québécoise des médecins pour l'environnement (AQME).

Les interventions du ROÉÉ reposent sur les principes et objectifs suivants :

- 1) La protection de l'environnement, la conservation des milieux naturels essentiels à la vie et l'utilisation durable des ressources ;
- 2) La primauté de la conservation et de l'efficacité énergétique sur toute autre forme de production d'énergie et la restriction de la production supplémentaire uniquement aux cas où celle-ci est justifiée. Dans ces cas, recourir aux nouvelles formes d'énergie renouvelable ;
- 3) La réduction de l'utilisation de combustibles fossiles, qu'ils soient issus de gisements conventionnels ou non conventionnels, et l'élimination du nucléaire ;
- 4) La réduction de la consommation d'énergie ainsi que des émissions de gaz à effet de serre, notamment à travers des choix de consommation plus judicieux ;
- 5) L'équité sociale aux niveaux intra et intergénérationnels ;
- 6) La mise en place au Québec de politiques, de lois et de mesures de régulation qui favorisent des choix d'investissements et de consommation environnementalement judicieux, économiquement et socialement avantageux et permettant la transition vers une économie durable ;
- 7) L'application de mécanismes transparents et démocratiques à l'intérieur des processus de prise de décision ;
- 8) La préservation de l'indépendance de la Régie de l'énergie et l'inclusion des activités de production en tant qu'activité réglementée par la Régie de l'énergie, ainsi que la réinstauration d'un processus de planification intégrée des ressources (PIR) ;
- 9) La fourniture de services énergétiques à juste coût, en internalisant les coûts environnementaux dans une perspective de planification intégrée des ressources, tout en limitant les impacts sociaux ;

10) La maximisation de l'éducation et de la participation du public quant aux questions énergétiques et leurs impacts.

Le respect de ces principes et objectifs se traduit par des analyses, des preuves et des prises de position du ROÉÉ dans les dossiers de la Régie qui sont uniques et distincts de l'apport des autres groupes, tant environnementaux que de consommateurs.

## INTRODUCTION

Le 2 novembre 2023, Hydro-Québec dépose sa preuve dans le cadre du présent dossier (B-0148).

Le 9 novembre 2023, la Régie fixe les premières étapes du calendrier du traitement de la phase 2 (A-0068).

Le 15 novembre 2023, le ROEÉ fait part de son avis de participation à la phase 2 du présent dossier et dépose la liste de ses sujets d'intervention ainsi que son budget de participation (C-ROEÉ-0041 et C-ROEÉ-0042).

Le 21 novembre 2023, la Régie dépose une copie de l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2023-2032 (A-0069).

Le 22 novembre 2023, Hydro-Québec dépose ses commentaires sur les sujets d'intervention et les budgets de participation déposés par les personnes intéressées (B-0149).

Le 27 novembre 2023, le ROEÉ dépose sa réponse aux commentaires d'Hydro-Québec sur sa demande d'intervention (C-ROEÉ-0043).

Le 20 décembre 2023, la Régie rend sa décision procédurale D-2023-144 portant sur les sujets d'intervention, les budgets de participation, le cadre d'examen et le calendrier de traitement de cette phase 2 du présent dossier.

Le même jour, la Régie dépose sa Demande de renseignements no.5 (A-0072), à laquelle Hydro-Québec répond le 19 janvier 2024 (B-0152).

Le 24 janvier 2024, le ROEÉ dépose sa Demande de renseignements no. 2 (C-ROEÉ-0045) à Hydro-Québec qui y répond le 9 février 2024 (B-0164).

Le 12 février 2024, Hydro-Québec dépose une version révisée de la preuve au dossier (B-0167) ainsi qu'une version révisée de l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2023-2024 (B-0168).

Le 13 février 2024, le ROEÉ dépose sa contestation des réponses d'Hydro-Québec à sa demande de renseignements no.2 (C-ROEÉ-046).

Le 16 février 2024, Hydro-Québec répond à la contestation du ROEÉ (B-0170).

Le 23 février 2024, la Régie rend sa décision D-2024-017 portant sur les demandes d'ordonnances d'intervenants relatives à certaines réponses d'Hydro-Québec à leurs demandes de renseignements.

Le présent document présente l'analyse et les recommandations du ROEÉ relativement à la demande déposée par Hydro-Québec.

## 1.0 PRÉVISION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE – RECHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

La mise à jour de la prévision de la demande réalisée par Hydro-Québec dans le cadre de la phase 2 du présent dossier indique une croissance des besoins en puissance à la pointe de l'hiver de 1 736 MW à l'horizon 2032, par rapport à ce qui a été présenté en phase 1.<sup>1</sup>

Tel que noté par la Régie au paragraphe 71 de sa décision procédurale D-2023-144, la recharge des véhicules électriques à elle seule représente un peu moins du tiers (29 %) de la croissance des besoins à la pointe hivernale sur la période 2022-2032.

Dans sa preuve, Hydro-Québec précise que :

« Les moyens de GDP sont amenés à se développer et conserveront un rôle essentiel tant en matière de réduction de la demande de puissance lors des pointes d'hiver qu'en maintien de la fiabilité. Aux fins de la présente phase 2, les trajectoires de long terme n'ont été révisées que marginalement par rapport à celles présentées en phase 1. Cependant, le Distributeur souligne qu'il prend en compte, en sus des moyens de GDP et de façon implicite à la prévision, une offre favorisant le déplacement de la recharge des véhicules électriques en dehors des périodes de pointes.

Une analyse des moyens de GDP présentement en cours pourrait mener à la présentation de propositions permettant d'augmenter le bassin de clients prêts à réduire leur charge en période de plus forte demande, ou encore d'accroître les volumes offerts par les adhérents existants. Le Distributeur prévoit présenter ses propositions dans le cadre du prochain dossier tarifaire. »<sup>2</sup> (Nous soulignons)

En réponse à la question 1.1.4 de la DDR no. 5 de la Régie qui demandait de préciser dans quelle mesure l'offre présentement en développement et favorisant le déplacement de la recharge durant la nuit est prise en compte dans la prévision des besoins en puissance, Hydro-Québec répond :

« Comme discuté dans la réponse à la question 1.1, l'impact de l'offre ne peut être évalué ou inféré de façon indépendante pour expliquer l'écart entre les deux prévisions. Cependant, le Distributeur évalue l'impact de cette offre sur la prévision des besoins en puissance à l'hiver 2031-2032 de l'État d'avancement 2023 à près de -190 MW. » (Nous soulignons)

---

<sup>1</sup> B-0167, page 6.

<sup>2</sup> Idem.

Le ROÉÉ souscrit à l'objectif d'Hydro-Québec d'accroître le recours au déplacement des charges plus propre et moins coûteux que l'effacement des charges par l'utilisation de combustibles ou par l'achat d'énergie sur les marchés de court terme. Le ROÉÉ invite cependant la Régie à porter une attention particulière aux problèmes reliés à la reprise de charge qui peut avoir pour effet de déplacer la pointe dans le temps plutôt que de répartir cette charge dans le temps.

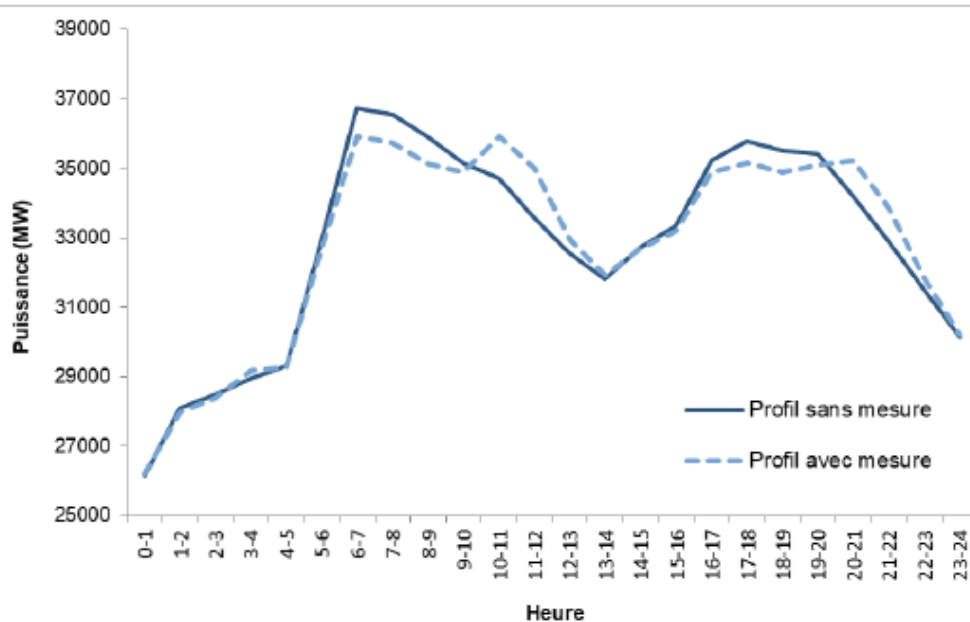
L'étude du potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance réalisée par Hydro-Québec dans le cadre de l'étude du précédent plan d'approvisionnement est particulièrement éloquente à cet effet :

« Évaluation du gain en puissance

Le PTÉ des mesures de gestion de la demande de puissance est limité par le profil de charge du Distributeur. En effet, un grand nombre de mesures pourraient permettre une réduction des besoins en puissance à certaines heures de la journée, mais s'accompagneraient d'une hausse à d'autres moments de cette même journée. Ce phénomène, appelé « reprise de charge », limite le PTÉ de la gestion de la demande de puissance. Sans cette limite, la reprise de charge créerait une nouvelle pointe à une autre heure de la journée. Les plages horaires d'appel de la GDP limitent également le PTÉ. La figure 7.1 présente un exemple de profil de charge pour une journée de pointe des besoins du Distributeur, avant et après l'application d'une mesure.

Ainsi, le PTÉ de l'ensemble des mesures de gestion de la demande de puissance des secteurs évalués est davantage limité par les effets de reprise de charge que par le coût évité. Par ailleurs, les mesures d'effacement de charge, par exemple l'utilisation du chauffage biénergie, ne sont pas soumises au phénomène de reprise de charge, mais elles modifient le profil des besoins du Distributeur et peuvent ainsi affecter le potentiel des autres mesures.

**FIGURE 7.1 :**  
**EXEMPLE DE PROFIL DE CHARGE LORS DE LA JOURNÉE DE LA POINTE ANNUELLE DU RÉSEAU**



Les particularités de chacune des mesures quant à leur impact sur le profil de charge, ainsi que les problèmes reliés à la reprise de charge, rendent le potentiel de chacune des mesures généralement non cumulable, contrairement au PTÉ d'économies d'énergie qui est obtenu par la somme du potentiel de chacune des mesures prises individuellement.

Pour obtenir un PTÉ en puissance pour un ensemble de mesures, il est nécessaire, dans un premier temps, d'évaluer les mesures indépendamment les unes des autres afin de les sélectionner. Par la suite, les mesures identifiées pour le PTÉ sont évaluées comme un seul groupe, ce qui correspond au PTÉ combiné. »<sup>3</sup> (Nous soulignons)

À cet effet, le ROÉÉ a demandé à Hydro-Québec dans le cadre de la phase 2 du dossier R-4208-2022 quel serait le potentiel maximum de déplacement des charges sur le réseau d'Hydro-Québec comparativement à l'effacement des charges. Le 26 juin 2024, Hydro-Québec répondait à cette question comme suit :

« Le Distributeur estime qu'il existe un potentiel optimal de déplacement de la demande de l'ordre de 1 500 MW sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032, incluant les moyens de déplacement inscrits actuellement au bilan de puissance. Le potentiel de déplacement est toutefois inférieur si les moyens de déplacement utilisés sont sous leur forme actuelle.

<sup>3</sup> R-4110-2019, B-0009, page 52.



Quelques remarques s'imposent.

D'abord, ce potentiel repose sur l'hypothèse que l'ensemble des mesures d'effacement prévues au Plan d'approvisionnement, par exemple l'électricité interruptible, seront en place.

Ensuite, il suppose la mise en place de mesures de gestion de la demande dont les modalités seront différentes de celles existantes. En d'autres termes, la demande pourra être effacée et déplacée à d'autres moments que ceux prévus par les moyens actuels. »<sup>4</sup> (Nous soulignons)

Or, à la lecture du bilan en puissance apparaissant au tableau 4.3 de la preuve d'Hydro-Québec<sup>5</sup>, on constate que le potentiel optimal de déplacement des charges risque d'être atteint à l'horizon du présent plan d'approvisionnement :

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

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) En MW	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>40 461</b>	<b>40 844</b>	<b>41 902</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	186	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.

En effet, en additionnant la contribution en puissance d'Hilo et de la tarification dynamique, qui devraient comporter principalement des mesures de déplacement des charges, à la contribution des mesures de déplacement des charges du programme GDP Affaires (environ 30%)<sup>6</sup>, et en considérant la baisse de 190 MW liée à la mesure tarifaire

<sup>4</sup> R-4208-2022, Phase 2, B-0044, page 5.

<sup>5</sup> B-0167, page 13, tableau 4.3.

<sup>6</sup> R-4208-2022, Phase 2, B-0022, page 18, tableau 9.

visant à déplacer la charge des véhicules, on obtient un total de 1522,7 MW. (Hilo 621 MW + Tarification dynamique 445 MW + GDP Affaires (30% de 889 MW= 266.7 MW) + 190 MW = 1522.7 MW. En d'autres mots, les mesures déployées par Hydro-Québec permettront, à l'horizon du plan d'approvisionnement, l'effacement d'une puissance équivalente au potentiel optimal de déplacement de la charge qui est estimé à 1500 MW.

Or il est loin d'être certain que les prévisions d'Hydro-Québec quant au potentiel optimal d'effacement se concrétiseront, puisque l'atteinte d'un potentiel d'effacement de 1 500 MW est tributaire de deux conditions qui ne sont pas encore remplies, soit :

1. que l'ensemble des mesures d'effacement (électricité interruptible, biénergie ?) prévues au Plan d'approvisionnement soient en place ; et
2. la mise en place de mesures de gestion de la demande dont les modalités permettront d'effacer et de déplacer la demande à d'autres moments que ceux prévus par les moyens actuels.

C'est pourquoi le ROEÉ recommande à la Régie de demander qu'Hydro-Québec fasse un suivi dans le cadre du prochain dossier tarifaire sur sa stratégie d'optimisation du déplacement de la charge afin d'éviter les problèmes reliés à la reprise de charge des moyens de GDP (**Recommandation no. 1**)

## 2.0 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le rehaussement de 1,3 TWh de la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique à l'horizon 2023<sup>7</sup> se fera principalement dans les secteurs commercial et industriel.

En réponse à la question 5.1 de la DDR no. 5 de la Régie qui demandait d'élaborer sur les hypothèses retenues permettant d'anticiper un tel scénario, Hydro-Québec répond :

« Le rehaussement des cibles pour tous les secteurs s'explique, entre autres, par une bonification des appuis financiers, l'introduction attendue de nouveaux programmes, ainsi que l'évolution des différents programmes existants.

Comme mentionné en référence (i), les éléments de la nouvelle stratégie seront déposés en temps opportun. »<sup>8</sup>

Plus de 60% (0,8 TWh sur 1,3 TWh) des économies d'énergie additionnelles du rehaussement de 1,3 TWh de la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique à l'horizon 2023 devraient ainsi provenir du secteur dit « Commercial ».<sup>9</sup>

Or, le secteur Commercial est composé à la fois de la petite et moyenne entreprise, qui ne participe traditionnellement que très peu aux programmes d'efficacité énergétique, et du secteur institutionnel, qui bénéficie traditionnellement davantage aux programmes d'efficacité énergétique. Cela s'explique principalement par les plus grandes périodes de retour sur l'investissement utilisées par les gestionnaires de bâtiments du secteur institutionnel comparativement au secteur privé, mais aussi par la problématique des incitatifs partagés entre les propriétaires d'immeubles commerciaux dont la facture est assumée par les entreprises locataires des immeubles.

On peut donc supposer que l'effort additionnel en efficacité énergétique du secteur Commercial provienne principalement du secteur institutionnel, davantage que des petites et moyennes entreprises.

C'est pourquoi le ROÉÉ recommande à la Régie de demander à Hydro-Québec qu'elle segmente la clientèle du secteur Commercial entre les petites et moyennes entreprises d'une part, et les bâtiments institutionnels dans le cadre de la prochaine cause tarifaire afin qu'elle soit mieux en mesure d'apprécier la provenance des économies d'énergie anticipées. (**Recommandation no. 2**)

---

<sup>7</sup> B-0167, page 6.

<sup>8</sup> B-0152, page 21.

<sup>9</sup> B-0009, p. 45, tableau 9.13 et B-0168, p. 49, tableau 7.7.