

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2024-041	R-4210-2022	26 avril 2024
Phase 2		

PRÉSENTS :

Louise Rozon
Esther Falardeau
Pierre Dupont
Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

**Demande d'approbation du plan d'approvisionnement
2023-2032 du Distributeur**

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^{es} Joelle Cardinal, Marie-Michelle Côté et Simon Turmel.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)

représentée par M^e Serena Trifiro;

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)

représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)

Représenté par M^{es} Sylvain Lanoix et Guillaume Bourbeau;

Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER)

représentée par M^e Nicolas Dubé;

Backbone Hosting Solutions Inc., opérant sous le nom commercial de Bitfarms (Bitfarms)

représentée par M^{es} Pierre-Olivier Charlebois et Gaëlle Obadia;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)

représentée par M^e André Turmel;

Gestion Pow.Re Ltée (Pow.Re)

représentée par M^{es} Joshua Bouzaglou, Bogdan Catanu et Marie-Pier Cloutier;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAMÉ)

représenté par M^e Geneviève Paquet;

HIVE Blockchain Technologies Ltd. (HIVE)

représentée par M^{es} Marie-Pierre Boudreau et Sébastien Richemont;

Première Nation Crie de Waswanipi (PNCW)

représentée par M^e Dominique Neuman;

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

représenté par M^e Jocelyn Ouellette;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)

représenté par M^{es} Franklin Gertler et Hadrien Burlone;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉÉ)

représenté par M^e Dominique Neuman.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES ACRONYMES	6
LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGNES CONVENTIONNELS	6
1 INTRODUCTION	7
2 CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE	9
3 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	9
3.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	9
3.2 POSITION DES INTERVENANTS	12
3.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	15
4 PRÉVISION DE LA DEMANDE.....	18
4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	18
4.2 POSITION DES INTERVENANTS	23
4.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	27
5 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS.....	32
6 STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENTS	34
6.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	34
6.2 POSITIONS DES INTERVENANTS	45
6.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	51
7 DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL.....	63
DISPOSITIF :.....	64

LISTE DES ACRONYMES

A/O	appel d'offres
DDR	demande de renseignements
GDP	gestion de la demande en puissance
IESO	Independent Electricity System Operator
OÉA	option de l'électricité additionnelle
TRI	tarif de relance industriel
VÉ	véhicule électrique
VZE	véhicule zéro émission

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGNES CONVENTIONNELS

\$	dollar canadien
k	kilo (mille)
M	méga (million)
MW	mégawatt
TWh	térawattheure - ou 1 000 000 000 000 Wh

1 INTRODUCTION

[1] Le 1^{er} novembre 2022, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation de son plan d'approvisionnement 2023-2032 (le Plan)¹. Cette demande est présentée en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi) et est accompagnée de deux déclarations sous serment³.

[2] Le 2 février 2023, dans sa décision D-2023-011⁴, la Régie accueille la proposition du Distributeur de traiter dans une seconde phase (la Phase 2), sa stratégie d'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance et lui demande d'amender sa preuve sur cette stratégie. La Régie annonce qu'elle fixera ultérieurement un échéancier pour le traitement de ce sujet en Phase 2.

[3] Le 20 septembre 2023, la Régie rend sa décision D-2023-109⁵ portant sur le fond de la première phase du présent dossier (la Phase 1).

[4] Le 2 novembre 2023, le Distributeur dépose sa preuve portant sur la Phase 2⁶.

[5] Le 20 décembre 2023, la Régie rend sa décision procédurale D-2023-144⁷ portant sur les sujets d'intervention, les budgets de participation, le cadre d'examen et le calendrier de traitement de la Phase 2.

[6] Le 20 décembre 2023, la Régie transmet au Distributeur sa DDR n^o 5 portant sur la Phase 2⁸. Le 19 janvier 2024, le Distributeur répond à cette DDR⁹.

¹ Pièce [B-0002](#).

² [RLRQ, c. R-6.01](#).

³ Pièces [B-0004](#) et [B-0005](#).

⁴ Décision [D-2023-011](#), p. 18.

⁵ Décision [D-2023-109](#).

⁶ Pièce [B-0148](#), révisée par la pièce [B-0167](#).

⁷ Décision [D-2023-144](#).

⁸ Pièce [A-0072](#).

⁹ Pièce [B-0152](#).

[7] Le 24 janvier 2024, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le GRAME, le RNCREQ, le ROÉÉ et le RTIEÉ transmettent leurs DDR au Distributeur¹⁰. Le 9 février 2024, le Distributeur dépose ses réponses aux DDR des intervenants¹¹.

[8] Le 23 février 2024, la Régie rend sa décision procédurale D-2024-017¹² portant sur les demandes d'ordonnances d'intervenants relatives à certaines réponses du Distributeur à leurs DDR.

[9] Le 1^{er} mars 2024, le Distributeur dépose, à la demande de la Régie, le rapport d'analyse de l'essai d'abaissement de tension d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) sous pli confidentiel¹³.

[10] Le 4 mars 2024, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le GRAME, le RNCREQ, le ROÉÉ et le RTIEÉ déposent leur preuve¹⁴.

[11] Le 7 mars 2024, la Régie transmet aux participants les informations aux fins de la planification de l'audience qui se tiendra du 18 au 21 mars 2024¹⁵.

[12] La Régie tient l'audience relative à la Phase 2 du présent dossier du 18 au 21 mars 2024.

[13] Les 19, 20 et 22 mars 2024, le Distributeur dépose ses réponses aux engagements pris en audience. La Régie entame son délibéré le 22 mars 2024.

[14] La présente décision porte sur le fond de la Phase 2 du dossier.

¹⁰ Pièces [C-AHQ-ARQ-0052](#), [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), [C-FCEI-0034](#), [C-GRAME-0043](#), [C-ROÉÉ-0045](#), [C-RNCREQ-0061](#), [C-RTIEÉ-0045](#).

¹¹ Pièces [B-0158](#), [B-0160](#), [B-0161](#), [B-0162](#), [B-0163](#), [B-0164](#), [B-0165](#).

¹² Décision [D-2024-017](#).

¹³ Pièces [B-0176](#) et [B-0177](#) (sous pli confidentiel).

¹⁴ Pièces [C-AHQ-ARQ-0055](#), [C-AQCIE-CIFQ-0034](#), [C-FCEI-0036](#), [C-GRAME-0045](#), [C-ROÉÉ-0048](#), [C-RNCREQ-0065](#), [C-RTIEÉ-0047](#).

¹⁵ Pièce [A-0080](#).

2 CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[15] La Régie approuve le Plan d’approvisionnement 2023-2032 du Distributeur, sous réserve des éléments décisionnels et des commentaires qu’elle énonce dans le cadre de la présente décision et de la décision D-2023-109.

[16] La Régie prend acte des prévisions de la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique sur les besoins en énergie de 10,2 TWh à l’horizon du Plan et de l’impact des gains d’efficacité sur les besoins en puissance de 1 843 MW sur ce même horizon.

[17] Elle juge que les prévisions de ventes d’électricité liées à la recharge des véhicules électriques présentées par le Distributeur de même que celles liées à la décarbonation des procédés industriels paraissent raisonnables.

[18] Après examen de la preuve déposée en lien avec la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique, la recharge des véhicules électriques et la décarbonation des procédés industriels, la Régie prend acte de la nouvelle prévision de la demande des besoins en énergie et en puissance¹⁶.

3 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[19] Depuis le dépôt du Plan en novembre 2022, le Distributeur a rehaussé la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique de 1,3 TWh à l’horizon 2032, la portant maintenant à 10,2 TWh. Il révisé également l’impact des gains d’efficacité

¹⁶ Dans les citations présentées aux sections suivantes, les notes de bas de page, les caractères gras et les soulignés du texte original sont omis. Les soulignés dans les citations sont ajoutés par la Régie, sauf avis contraire.

sur les besoins en puissance de 222 MW, la portant maintenant à 1 843 MW sur ce même horizon¹⁷.

[20] Le Distributeur précise que cette nouvelle contribution s’inscrit dans le cadre de la révision actuelle de sa stratégie visant l’établissement de ses cibles en matière d’efficacité énergétique. Il profite de cet exercice pour identifier les différents leviers et moyens nécessaires à l’atteinte de ces cibles. Également, il continuera de travailler de concert avec les parties prenantes pour activer les leviers et moyens lui permettant d’établir des cibles plus ambitieuses qui se rapprocheront du plein potentiel technico-économique réalisable. Il confirme d’ailleurs que « [...] des travaux sont actuellement en cours pour développer des programmes et des mesures et les mettre en place »¹⁸. Enfin, le Distributeur indique qu’il déposera les éléments de sa stratégie en temps opportun¹⁹.

[21] Les Tableaux 1 et 2 présentent les révisions des contributions annuelles en énergie et en puissance provenant des interventions en efficacité énergétique.

TABLEAU 1²⁰

ÉVOLUTION DES PRÉVISIONS DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE EN ÉNERGIE (TWh) DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN D’APPROVISIONNEMENT 2023-2032, EN NOVEMBRE 2022

Plan	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2023-2032
Résidentiel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	2,9
Commercial	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	2,9
Industriel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	2,9
Total	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,8	0,7	8,9

État d'avancement 2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2023-2032
Résidentiel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,1
Commercial	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	3,8
Industriel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	3,3
Total	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	1,2	1,2	10,2

Écart (État d'avancement - Plan)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2023-2032
Résidentiel										0,1	0,1
Commercial						0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,8
Industriel									0,1	0,2	0,3
Total					0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	0,5	1,3

¹⁷ Pièce [A-0069](#), p. 49.

¹⁸ Pièce [A-0084](#), p. 18.

¹⁹ Pièces [B-0167](#), p. 6 et [A-0085](#), p. 56. En audience, le Distributeur confirme qu’il ne peut préciser davantage à quel moment il sera en mesure de déposer sa stratégie.

²⁰ Tableau préparé à partir de ceux figurant aux pièces [B-0009](#), p. 45 (Tableaux 9.13) et [A-0069](#), p. 49, (Tableau 7.7).

[22] Le Distributeur explique le rehaussement des cibles pour tous les secteurs par, entre autres, une bonification des appuis financiers, l'introduction attendue de nouveaux programmes ainsi que l'évolution des différents programmes existants²¹.

TABLEAU 2²²

**ÉVOLUTION DES PRÉVISIONS DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
EN PUISSANCE (MW) DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032,
EN NOVEMBRE 2022**

Plan	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2022- 2032
Total	168	168	168	167	172	172	177	159	143	129	1 623

État d'avancement 2023	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2022- 2032
Résidentiel	51	55	55	55	57	59	62	57	62	61	574
Commercial	60	58	59	59	61	65	70	67	86	91	676
Industriel	57	56	56	56	58	60	63	59	65	65	595
Total	168	169	170	170	176	184	195	183	213	217	1 845

Écarts (État d'avancement - Plan)	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2022- 2032
Total		1	2	3	4	12	18	24	70	88	222

Suivi sur l'offre LogisVert

[23] En suivi de la décision D-2023-109²³ dans laquelle la Régie lui demandait de déposer dans les états d'avancement du Plan un compte rendu du déploiement de l'offre LogisVert, le Distributeur confirme que cette offre sera lancée au cours des prochains mois²⁴. Il précise que cette offre constitue un programme d'aide financière conçu, notamment, pour diverses clientèles du secteur résidentiel et qui favorise la mise en place de plus de 20 mesures d'efficacité énergétique. Les guides de participation pour chacun des trois volets qui seront visés, soit le volet « Clientèle résidentielle », le volet « Entreprise d'installation » et le volet « Entreprise de construction », présentent

²¹ Pièce [B-0152](#), p. 21 et 22.

²² Tableau préparé par la Régie à partir de ceux figurant aux pièces [B-0009](#), p. 45 (Tableau 9.14) et [A-0069](#), p. 49 (Tableau 7.8).

²³ Décision [D-2023-109](#), p. 32.

²⁴ Pièce [A-0069](#), p. 19.

l'ensemble des mesures admissibles, les appuis financiers et les différents rabais additionnels. À titre d'exemple :

- Pour le volet « Clientèle résidentielle », les mesures offertes visent notamment les thermopompes efficaces, l'isolation des toits avec calfeutrage, les sècheuses à pompe à chaleur, les cuisinières à induction, les pompes efficaces et les capteurs solaires thermiques pour les piscines;
- Pour le volet « Entreprise d'installation », les mesures offertes visent la géothermie et les accumulateurs de chaleur;
- Pour le volet « Entreprise de construction », les mesures offertes visent, notamment, les thermopompes à très haute efficacité, les échangeurs d'air EnergyStar, les accumulateurs de chaleur, la géothermie et les capteurs solaires thermiques pour eau chaude.

[24] Le Distributeur estime que LogisVert devrait contribuer à la majorité des économies d'énergie qui seront réalisées au cours des prochaines années dans le secteur résidentiel.

3.2 POSITION DES INTERVENANTS

3.2.1 GRAME

[25] Le GRAME estime que la contribution actuelle de l'efficacité énergétique reste nettement inférieure à son potentiel maximal. Il mentionne que des changements législatifs, notamment à la Loi, « pourraient ouvrir la porte à de nouvelles façons d'aborder l'efficacité énergétique, puisque les aides financières des programmes sont actuellement limitées par les tests économiques »²⁵.

[26] En questionnant la continuité de la croissance en efficacité énergétique²⁶ et son impact sur les prévisions de besoins énergétiques dans le contexte actuel, le GRAME recommande à la Régie d'accepter les mises à jour des prévisions en efficacité

²⁵ Pièce [C-GRAME-0045](#), p. 6.

²⁶ Pièce [C-GRAME-0045](#), p. 7.

énergétique, en soulignant l'importance de ne pas compromettre la capacité à répondre aux demandes énergétiques : « [...] le Distributeur ne peut pas, selon l'état actuel des informations disponibles, prendre le risque que ses approvisionnements énergétiques soient insuffisants pour répondre à la demande, notamment à celle relative à la Décarbonation des procédés industriels »²⁷.

3.2.2 RNCREQ

[27] Le RNCREQ souligne que plusieurs communications d'Hydro-Québec émises depuis la décision D-2023-109 et l'annonce du Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec (le Plan d'action 2035), indiquent explicitement qu'elle prévoit « 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 »²⁸ et que les « économies d'énergie permettront de dégager entre 7 et 9 TWh au-delà des 13 TWh prévus dans notre plan d'approvisionnement de novembre 2022 ».

[28] Selon le RNCREQ, il « est donc clair qu'Hydro-Québec a fait le choix définitif de hausser ses objectifs en efficacité énergétique substantiellement au-delà des objectifs du Plan. Il est étonnant de constater que le Distributeur n'en fait mention nulle part dans sa preuve »²⁹.

[29] Dans ce contexte, la « stratégie du Distributeur à l'égard de l'efficacité énergétique est problématique du fait que ses prévisions, notamment 10,2 TWh cumulatifs en énergie, ne sont pas à la hauteur des cibles qu'Hydro-Québec s'est elle-même fixées dans son Plan d'action 2035, soit 21 TWh en énergie »³⁰.

[30] Toujours selon le RNCREQ :

²⁷ Pièce [C-GRAME-0045](#), p. 7.

²⁸ Pièces [C-RNCREQ-0067](#), p. 10 et [C-RNCREQ-0066](#), p. 5.

²⁹ Pièce [C-RNCREQ-0065](#), p. 6.

³⁰ Pièce [C-RNCREQ-0072](#), p. 10.

[...] les contributions en efficacité énergétique prévues au Plan ne peuvent pas se limiter aux seules actions du Distributeur. Dans la mesure où les bilans reflètent les besoins, il est important que ces besoins soient adéquatement estimés, et ce, peu importe qui est l'acteur à l'origine de la modulation des besoins³¹.

[31] Le RNCREQ estime que le fait de ne pas considérer les cibles en efficacité énergétique biaise à la hausse les prévisions des ventes du Distributeur. Ainsi, l'inclusion des apports additionnels en efficacité énergétique annoncés par la haute direction d'Hydro-Québec aux ressources prévues dans le Plan mènerait à la création d'un surplus dès 2026, lequel atteindrait 4,9 TWh en 2032 et 7,3 TWh en 2035, pour un total de 38,8 TWh entre 2026 et 2035, inclusivement³².

[32] En conséquence, le RNCREQ recommande d'ajuster la stratégie d'approvisionnement du Distributeur afin que cette dernière reflète les ressources additionnelles résultant de l'augmentation des gains en efficacité énergétique, selon le Plan d'action 2035, puisque cela entraînerait « une réduction de 30 % des quantités d'énergie additionnelle à acquérir en « énergie annuelle » » et un « délai d'un an dans l'acquisition de ces ressources en « énergie annuelle » »³³.

3.2.3 ROÉÉ

[33] Le ROÉÉ souligne que la contribution des interventions en efficacité énergétique prévue par Hydro-Québec augmentera de 1,3 TWh d'ici 2032, ciblant principalement les secteurs commercial et industriel. Cette hausse résulte d'une amélioration des soutiens financiers, de l'introduction de nouveaux programmes et de l'évolution des programmes existants. Plus de 60 % de cette augmentation proviendra du secteur commercial, notamment des institutions, qui bénéficient traditionnellement davantage de ces programmes d'efficacité énergétique par rapport aux petites et moyennes entreprises. Cette différence s'explique par des périodes de retour sur investissement plus longues dans le secteur institutionnel et les problèmes d'incitatifs partagés dans le secteur commercial, où les coûts sont souvent répercutés sur les locataires.

³¹ Pièce [C-RNCREQ-0072](#), p. 12 et 13.

³² Pièces [C-RNCREQ-0065](#), p. 12 et [C-RNCREQ-0072](#), p. 13.

³³ Pièce [C-RNCREQ-0065](#), p. 15.

[34] Le ROEE recommande que la Régie demande au Distributeur qu'il « 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 »³⁴.

3.2.4 RTIEÉ

[35] Le RTIEÉ est d'avis que le Distributeur doit faire plein usage de ses programmes d'efficacité énergétique existants s'il souhaite atteindre ses propres prévisions des contributions annuelles en efficacité énergétique en énergie et en puissance au terme du Plan³⁵.

[36] Le RTIEÉ estime qu'il est toutefois inapproprié de modifier le Plan afin d'y inscrire les cibles du Plan d'action 2035. Sans demander immédiatement une révision à la hausse des prévisions, l'intervenant suggère que la Régie exige que le Distributeur « lui fasse rapport » dans le cadre de tous ses états d'avancement, et des futurs plans d'approvisionnement, de la progression de ses démarches annoncées visant l'atteinte du plein potentiel d'efficacité énergétique de 25 TWh de la société québécoise, cumulant celles résultant des interventions d'Hydro-Québec et celles réalisées du propre chef des consommateurs ou avec l'aide d'autres entités³⁶.

3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[37] Le RNCREQ estime que le Plan d'action 2035 mentionne clairement que les cibles de novembre 2022 ne tiennent plus et qu'elles ont maintenant doublées. Pour l'intervenant, de ne pas tenir compte de cette nouvelle cible dans les prévisions de la demande vient non seulement biaiser à la hausse ces prévisions, mais aussi à « reconnaître que la cible de 21 TWh est inatteignable ou qu'il est risqué de s'y fier »³⁷.

³⁴ Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 9.

³⁵ Pièce [C-RTIEÉ-0054](#), p. 24 à 26.

³⁶ Pièce [C-RTIEÉ-0054](#), p. 28.

³⁷ Pièce [C-RNCREQ-0072](#), p. 13.

[38] Selon le Distributeur, il n’y a aucune incohérence entre les cibles présentées en Phase 2 du Plan et le Plan d’action 2035 soulignant qu’il s’agit de deux exercices distincts avec des finalités distinctes :

Le Plan d’action 2035 constitue une ambition, qui requiert des efforts ainsi que la participation de plusieurs acteurs. Les volumes inscrits au Plan constituent pour leur part les efforts que le Distributeur peut réaliser, en fonction des éléments apparaissant les plus concrets au moment de faire sa prévision. À cet effet, les travaux doivent être suffisamment avancés afin de pouvoir les ajouter dans sa prévision³⁸.

[39] En audience, le Distributeur élabore sur la distinction entre le Plan d’action 2035 et l’exercice du Plan et de l’État d’avancement³⁹ :

Pour le moment, selon les informations dont on dispose, [la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique de 10,2 TWh] c’est le meilleur estimé du potentiel de l’efficacité énergétique à atteindre en vingt trente-deux (2032). C’est un premier pas pour atteindre les volumes qui sont dans le Plan d’action. Comme je vous ai dit, les volumes dans le Plan d’action, c’était l’intention des cibles qu’on souhaiterait atteindre, mais qui ne dépendent pas nécessairement des interventions ou des actions qu’Hydro-Québec tout seul peut prendre. Donc, le dix et quelque térawattheures [SIC] est dans l’État d’avancement, c’est un premier pas pour réaliser des volumes supérieurs, à savoir le vingt et un térawattheures (21 TWh) qui est dans le Plan d’action.

[...]

Si je peux faire du pouce à ce que madame Souktani disait. Au Plan d’approvisionnement, on avait un huit point neuf térawattheures (8,9 TWh). On en avait discuté en audience à quel point qu’il fallait... qu’on était dans un processus justement. Il y avait eu un communiqué de presse à l’époque à l’effet qu’on allait travailler avec les experts, les expertes des organisations de différents horizons pour lancer une démarche en vue de déterminer des solutions de toute nature qui permettraient au Québec de se doter de cibles ambitieuses pour se rapprocher du

³⁸ Pièce [B-0190](#), p. 9.

³⁹ Pièces [A-0069](#) et [B-0168](#).

plein potentiel d'efficacité énergétique estimé à vingt-cinq térawattheures (25 TWh).

De là, on avait dit en audience que, selon l'avancement des travaux, on pourrait intégrer des cibles mises à jour, d'où le dix point deux térawattheures (10,2 TWh) qui avait été avancé et intégré à l'état d'avancement. Donc, ce dix point deux térawattheures (10,2 TWh), comme pour être intégré à la prévision, il faut quand même qu'il y ait un certain avancement des réflexions pour justement, par rapport aux mesures identifiées ou aux programmes en développement. Donc, nous, on a intégré ça à la prévision. Comme disait madame Souktani, c'est une planification qui est réaliste, plausible qui peut se matérialiser.

Là, devant l'ampleur de l'accroissement de la demande dont on a discuté quand même en long et en large aujourd'hui et présenté dans le Plan d'action aussi, ce qu'on s'est rendu compte au Plan d'action, c'est qu'on devait faire plus d'efforts pour se rapprocher justement de ce vingt-cinq térawattheures (25 TWh). Donc, on a, comme vous le montrez à l'écran, une cible à vingt et un térawattheures (21 TWh).

Par conséquent, cependant, je devrais dire, ce sept térawattheures (7 TWh) additionnel, bien, il faut... on débute la réflexion, on débute les travaux visant justement à essayer de développer des mesures et programmes et faire des représentations pour tendre vers ce sept térawattheures (7 TWh), tendre vers le vingt et un térawattheures (21 TWh). Donc, à ce moment-ci, c'est un peu tôt pour intégrer directement dans la prévision. Puis on va voir comment va, ou comment avance l'avancement des travaux et on reflétera dans la mise à jour justement cet avancement des travaux au niveau de l'efficacité énergétique dans la prévision⁴⁰.

[40] À l'instar du Distributeur, la Régie estime qu'une distinction doit être faite entre le Plan d'action 2035 et l'exercice de planification du Plan et de ses États d'avancement. La Régie comprend que, devant l'intensification de la demande d'électricité, le Distributeur a augmenté ses cibles en matière d'efficacité énergétique de 1,3 TWh. Sur l'horizon du Plan, le Distributeur prévoit un volume de 10,2 TWh d'efficacité énergétique et des travaux sont en cours pour développer de nouveaux programmes et mesures et les mettre en place.

⁴⁰ Pièce [A-0084](#), p. 226 à 231, NS du 18 mars 2024.

[41] La Régie prend acte des prévisions de la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique à l'horizon du Plan, telles que présentées aux Tableaux 7.7 et 7.8 de la pièce A-0069⁴¹.

[42] La Régie prend également acte du fait que le Distributeur poursuivra le dépôt des suivis de l'évolution de ses programmes en efficacité énergétique dans le prochain État d'avancement du Plan ainsi que dans le prochain plan d'approvisionnement. La Régie ne juge toutefois pas pertinent d'exiger du Distributeur le dépôt d'un suivi sur l'évolution des programmes dont il n'a pas le contrôle.

4 PRÉVISION DE LA DEMANDE

[43] La prévision de la demande en réseau intégré a fait l'objet d'un large examen en Phase 1. Cet examen et les conclusions de la Régie sont présentés à la section 3 de sa décision D-2023-109⁴².

[44] Le Distributeur dépose, en Phase 2, une mise à jour de la demande en énergie et en puissance. Dans sa décision D-2023-144, la Régie juge qu'il est nécessaire que le Distributeur justifie les changements les plus significatifs résultant de cette mise à jour et elle limite, en conséquence, le cadre d'examen de la prévision de la demande en énergie et en puissance à la recharge des véhicules électriques et à la décarbonation des procédés industriels⁴³.

4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[45] Au cours de l'année 2023, le Distributeur a complété un exercice visant à estimer la quantité d'énergie requise pour répondre à la demande d'électricité d'un Québec décarboné et prospère à l'horizon 2050. Ainsi, le Distributeur présente, dans l'État

⁴¹ Pièce [A-0069](#), p. 49, Tableaux 7.7 et 7.8.

⁴² Décision [D-2023-109](#).

⁴³ Décision [D-2023-144](#), p. 23.

d'avancement 2023, une trajectoire de la prévision de la demande pour une période couvrant les années 2022 à 2035 qui est cohérente avec les ambitions de réduction des émissions de GES du gouvernement du Québec (le Gouvernement).

TABLEAU 3⁴⁴

PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (TWh)

État d'avancement 2023	2022 ¹	2023 ²	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Résidentiel	69,9	70,0	71,4	71,7	72,4	73,2	74,5	75,4	76,8	78,2	80,0	81,1	82,5	83,9
Commercial	46,0	46,7	47,3	48,1	49,0	49,9	51,1	52,0	53,1	54,3	55,4	56,4	57,6	59,0
<i>Commercial et institutionnel</i>	39,7	40,3	40,8	41,6	42,4	43,3	44,5	45,4	46,5	47,7	48,8	49,7	51,0	52,3
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	6,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7
Industriel	63,4	63,5	64,4	65,8	67,3	69,0	71,0	74,2	76,2	78,4	80,7	84,6	89,2	94,0
<i>Industriel PME</i>	8,1	7,8	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
<i>Industriel grandes entreprises</i>	55,4	55,7	56,4	57,8	59,3	61,0	63,0	66,2	68,3	70,4	72,7	76,6	81,2	86,0
<i>Alumineries</i>	25,0	25,8	25,3	25,3	25,4	25,4	25,6	26,0	26,2	26,5	26,6	26,5	26,5	26,5
<i>Pâtes et papiers</i>	10,4	9,6	9,7	10,0	9,9	9,8	9,8	9,8	9,8	9,9	10,0	10,1	10,3	10,5
<i>Pétrole et chimie</i>	4,8	4,7	4,9	5,1	5,4	5,8	6,2	6,6	6,8	7,1	7,5	8,3	9,4	10,7
<i>Mines</i>	4,3	4,3	4,8	5,2	5,8	6,3	6,7	6,9	7,0	7,3	7,5	7,7	7,8	7,9
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	7,0	7,3	7,7	7,9	8,1	8,3	8,6	9,3	9,8	10,3	11,1	12,6	14,3	16,1
<i>Autres industriel grandes entreprises</i>	3,9	4,0	4,0	4,2	4,7	5,3	6,2	7,7	8,5	9,3	10,1	11,5	12,8	14,3
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	179,3	180,3	183,2	185,7	188,7	192,1	196,6	201,6	206,1	210,9	216,1	222,1	229,4	236,9

¹ Ventes réelles pour l'année 2022, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2023, normalisées pour les conditions climatiques

[46] Sur l'horizon du Plan, la mise à jour de la prévision de la demande indique une croissance des ventes de 11,8 TWh et des besoins en puissance à la pointe de l'hiver en hausse de 1 736 MW en 2032, par rapport à ce qui a été présenté en Phase 1⁴⁵.

[47] Outre une hausse de 1,2 TWh dans le secteur résidentiel, l'essentiel de la croissance des ventes d'énergie est attribuable au secteur industriel, principalement en raison de l'accélération de la décarbonation de ce secteur.

⁴⁴ Tableau préparé par la Régie à partir de celui figurant à la pièce [B-0168](#) (Tableau 2.1), p. 11.

⁴⁵ Pièce [B-0167](#), p. 6.

TABLEAU 4⁴⁶
COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032
ÉCART DE PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (TWh)

Écarts	2022 ¹	2023 ²	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Résidentiel	-0,3	-0,8	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	0,1	0,4	0,8	1,1	1,2
Commercial	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,5	-0,6	-0,6	-0,8	-0,8	-0,6	-0,3
<i>Commercial et institutionnel</i>	-0,2	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,5	-0,4	-0,2	0,0
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	0,1	0,2	0,2	0,0	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Industriel	0,2	-0,2	-0,3	-0,2	0,4	1,4	2,7	5,6	7,3	9,1	10,9
<i>Industriel PME</i>	-0,1	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Industriel grandes entreprises</i>	0,3	0,0	-0,2	-0,2	0,5	1,4	2,7	5,7	7,3	9,1	11,0
<i>Alumineries</i>	0,4	0,7	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,7	1,0	1,3	1,3
<i>Pâtes et papiers</i>	0,1	-0,3	-0,4	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,5	0,6	0,8
<i>Pétrole et chimie</i>	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
<i>Mines</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	-0,3	-0,5	-0,1	-0,3	-0,3	-0,1	0,1	0,8	1,3	1,8	2,5
<i>Autres industriel grandes entreprises</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,0	1,8	3,3	4,1	4,9	5,6
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	-0,3	-1,3	-1,0	-0,8	-0,3	0,7	2,1	5,3	7,4	9,6	11,8

¹ Ventes réelles pour l'année 2022, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2023, normalisées pour les conditions climatiques

[48] À l'horizon 2032, l'ensemble des besoins en puissance prévus atteindront 45 432 MW, représentant une augmentation de 5 767 MW par rapport au niveau de 2022, soit une croissance annuelle moyenne de 1,4 % sur la période de 2022 à 2032.

TABLEAU 5⁴⁷
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE (MW) PAR USAGE À LA POINTE DE L'HIVER

État d'avancement 2023	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2033	2033
Usages¹														
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 950	15 094	15 211	15 299	15 357	15 378	15 367	15 338	15 331	15 333	15 348	15 255
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 698	3 721	3 739	3 752	3 758	3 757	3 749	3 741	3 738	3 737	3 737	3 708
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 056	2 060	2 069	2 079	2 096	2 100	2 110	2 122	2 140	2 144	2 156	2 169
Industriel	9 417	9 420	9 461	9 570	9 630	9 682	9 702	9 682	9 660	9 655	9 657	9 699	9 793	9 888
Décarbonation des procédés industriels	0	1	35	89	156	242	327	763	1 058	1 352	1 644	2 198	2 757	3 315
Filière batterie	0	0	5	75	150	235	359	503	535	556	597	629	663	700
Centres de données	127	137	153	172	244	317	389	462	532	594	647	649	655	660
Chaînes de blocs ²	211	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287
Serres	186	203	236	269	286	317	343	352	368	369	387	388	406	407
Véhicules électriques	90	110	132	168	229	319	456	664	932	1 299	1 726	2 140	2 549	2 922
Photovoltaïque	0	0	-1	-2	-3	-5	-5	-6	-7	-7	-6	-6	-5	-5
Autres usages	9 339	9 190	9 449	9 343	9 305	9 286	9 261	9 298	9 334	9 334	9 284	9 291	9 338	9 589
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	39 665	39 835	40 461	40 844	41 302	41 809	42 331	43 240	43 925	44 639	45 432	46 490	47 683	48 895
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>														

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

² Ventes estimées, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs.

⁴⁶ Tableau préparé par la Régie à partir de celui figurant à la pièce [B-0168](#) (Tableau 7.1) p. 47.

⁴⁷ Tableau préparé par la Régie à partir de celui figurant à la pièce [B-0168](#) (Tableau 2.3) p. 15.

[49] En comparaison du Plan déposé le 1^{er} novembre 2022, les besoins en puissance sont plus élevés de 341 MW pour l'hiver 2023-2024 et de 1 736 MW pour 2032. Le traitement de l'Option de l'électricité additionnelle (OÉA) et du Tarif de relance industriel (TRI) comme moyens de gestion de la demande en puissance (GDP) explique une portion de la hausse observée à partir de l'hiver 2023-2024⁴⁸.

[50] Les ventes prévues au secteur résidentiel augmentent de 1,2 TWh à l'année 2032 par rapport au Plan déposé le 1^{er} novembre 2022. Cette hausse s'explique par le renforcement de la norme Véhicule zéro émission (VZE), qui se traduit par une croissance des ventes à terme de 1,8 TWh⁴⁹.

[51] Bien que le renforcement de la norme VZE entraîne une hausse significative des ventes par rapport au Plan déposé le 1^{er} novembre 2022, l'impact à la pointe des véhicules électriques en 2032 est, quant à lui, réduit de 73 MW pour se situer à 1 726 MW. Cette réduction s'explique par de nouvelles données de recharge de ces véhicules, ainsi que par la prise en compte d'une offre présentement en développement et favorisant le déplacement de la recharge durant la nuit⁵⁰.

[52] La prévision des besoins en puissance reflète également de nouvelles hypothèses relatives à la trajectoire de décarbonation industrielle, passant de 293 MW dans le Plan déposé le 1^{er} novembre 2022 à 1 644 MW dans l'État d'avancement 2023 (+1 351 MW), tel qu'indiqué au Tableau 5, ainsi qu'à l'accélération du développement de la filière batterie, passant de 175 MW à 597 MW (+ 423 MW) à l'horizon 2032⁵¹.

[53] Les ventes prévues au secteur industriel présentent un écart de +10,9 TWh en 2032 par rapport au Plan déposé le 1^{er} novembre 2022, essentiellement dû à la filière des batteries et à la décarbonation des procédés industriels. Ainsi, la prévision des ventes associée à la filière des batteries a été ajustée à la hausse de 3,7 TWh, pour atteindre 4,9 TWh en 2032⁵².

⁴⁸ Pièce [B-0168](#), p. 14.

⁴⁹ Pièce [B-0168](#), p. 7 et 11.

⁵⁰ Pièce [B-0168](#), p. 14 et 15.

⁵¹ Pièce [B-0168](#), p. 14.

⁵² Pièces [B-0168](#), p. 12 et [B-0165](#), p. 11.

TABLEAU 6⁵³**PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE (TWh) POUR LA FILIÈRE BATTERIE SUR L'HORIZON DU PLAN**

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Filière Batterie	0,0	0,3	0,8	1,5	2,2	3,3	4,0	4,3	4,6	4,9

[54] Par rapport au Plan déposé le 1^{er} novembre 2022, la décarbonation des procédés industriels entraîne une hausse des ventes de 7,5 TWh à l'horizon 2032. Les ventes associées à la décarbonation des procédés industriels devraient ainsi atteindre 10,7 TWh en 2032⁵⁴.

[55] Par ailleurs, le Distributeur précise que la demande en énergie liée à la production d'hydrogène vert devrait atteindre 2,9 TWh à l'horizon 2032. Les besoins en puissance devraient représenter environ 450 MW à terme.

TABLEAU 7⁵⁵**PRÉVISIONS ANNUELLES DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE (TWh) ET EN PUISSANCE (MW) POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE**

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Hydrogène (TWh)	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	1,4	1,9	2,4	2,9
Hydrogène (MW)	0	10	25	44	69	93	211	291	371	451

[56] Le Distributeur confirme la nature interruptible des procédés de production d'hydrogène vert. Il poursuit ses discussions avec les acteurs du secteur quant aux paramètres d'interruption de cette production⁵⁶. Cette dernière est incluse à la rubrique décarbonation des procédés industriels et elle est répartie dans les sous-secteurs visés.

⁵³ Tableau préparé par la Régie à partir de celui figurant à la pièce [B-0165](#) (Tableau R-3.2.3) p. 11.

⁵⁴ Pièce [B-0168](#), p. 12.

⁵⁵ Tableau préparé par la Régie à partir de celui figurant à la pièce [B-0165](#) (Tableau R-3.2.1) p. 11.

⁵⁶ Pièce [B-0152](#), p. 11 et 12.

TABLEAU 8⁵⁷
ÉNERGIE ET PUISSANCE PAR SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS
LIÉES À LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE EN 2032

Secteurs	Énergie (TWh)	Puissance (MW)
Alumineries	0,0	0
Pâtes et papiers	0,0	0
Pétrole et chimie	0,6	91
Mines	0,0	0
Sidérurgie, fonte et affinage	0,9	132
Autres industriel grandes entreprises	1,5	229

4.2 POSITION DES INTERVENANTS

4.2.1 AHQ-ARQ

[57] L'AHQ-ARQ souligne que la réduction de 190 MW liée à l'offre tarifaire visant le déplacement de la recharge des véhicules électriques durant la nuit ne représente que 10 % des besoins en puissance avant ce déplacement.

[58] L'AHQ-ARQ soutient qu'un tel pourcentage n'est pas suffisamment ambitieux, en se basant notamment sur ce que BC Hydro prévoit depuis 2021 dans son Plan intégré des ressources, soit des mesures visant à déplacer 50 % de la recharge à l'extérieur des heures de pointe⁵⁸.

[59] Même si l'intervenant est d'avis que l'hypothèse de déplacement de 50 % retenue par BC Hydro est réaliste, il recommande pour l'instant une hypothèse de déplacement de 25 % pour le Distributeur, soit 15 % de plus que l'hypothèse de 190 MW (ou 10 %) déjà retenue. Ceci réduirait les prévisions des besoins en puissance de 155 MW à l'hiver 2029-2030 et de 287 MW à l'hiver 2031-2032.

⁵⁷ Tableau préparé par la Régie à partir de celui figurant à la pièce [B-0161](#) (Tableau R-2.5) p. 9.

⁵⁸ Pièce [C-AHQ-ARQ-0055](#), p. 13.

[60] L'AHQ-ARQ suggère qu'en sus de ce déplacement hors pointe, il resterait un potentiel non-exploité de GDP permettant un apport additionnel de 25 % au bilan de puissance lié à la recharge des véhicules électriques, soit 200 MW pour l'hiver 2029-2030⁵⁹.

4.2.2 AQCIE-CIFQ

[61] L'AQCIE-CIFQ questionne la prévision des ventes, notamment celle du secteur industriel. L'intervenant constate que les écarts importants entre la prévision des ventes de l'État d'avancement 2023 et celle du Plan déposé le 1^{er} novembre 2022 se matérialisent à partir de 2027 et atteignent 11,7 TWh en 2032.

[62] L'intervenant se dit préoccupé du peu de détail appuyant la prévision liée à la décarbonation industrielle, en hausse de 7,5 TWh à l'horizon 2032.

[63] L'AQCIE-CIFQ souligne notamment une réponse fournie au RTIEÉ par le Distributeur :

Le contexte actuel caractérisé notamment par l'engagement du gouvernement du Québec d'atteindre la carboneutralité en 2050 favorise l'accélération de l'adoption des technologies de transition. L'enveloppe de croissance en lien avec la décarbonation des procédés industriels prend notamment en compte les mesures décrites dans le dernier Plan de mise en œuvre 2023-2028 du Plan pour une économie verte 2030, les demandes de blocs de puissance de plus de 5 MW en évaluation et les ambitions de décarbonation de différentes industries.

Le Distributeur est d'avis que l'hydrogène constitue un carburant de transition pouvant jouer un rôle central dans la décarbonation de certains procédés industriels⁶⁰.

⁵⁹ Pièces [C-AHQ-ARQ-0055](#), p. 48 et [C-AHQ-ARQ-0058](#), p. 22.

⁶⁰ Pièces [C-AQCIE-CIFQ-0034](#), p. 9 et [B-0165](#), p. 12.

[64] Selon l'AQCIE-CIFQ, le fait que des mesures existent et que des budgets soient prévus au dernier Plan de mise en œuvre 2023-2028 du Plan pour une économie verte 2030 n'implique pas nécessairement que les intéressés y participeront. La décision d'adhérer à une mesure revient aux clients industriels et ces derniers accepteront d'y participer en fonction de leur intérêt et s'ils en tirent un profit. De plus, le Plan de mise en œuvre 2023-2028 ne présente aucune information qui permettrait de quantifier l'augmentation des ventes d'électricité qui résulterait de l'adhésion des clients industriels aux différentes mesures identifiées.

[65] Les représentants de l'AQCIE-CIFQ ont témoigné quant au fait que leurs membres issus du sous-secteur « Autres industriel grandes entreprises » n'ont pas indiqué avoir, à l'heure actuelle, un potentiel de décarbonation aussi massif permettant de justifier de quelque façon que ce soit la prévision du Distributeur à 4,2 TWh d'ici 2032⁶¹.

[66] En conséquence, l'AQCIE-CIFQ considère que la justification du niveau des ventes prévues pour le secteur industriel est trop vague, imprécise et insatisfaisante pour servir de base aux engagements d'achat d'électricité ferme de long terme.

4.2.3 FCEI

[67] La FCEI souligne que le Distributeur prévoyait une demande de 2,3 TWh et 293 MW de puissance à l'horizon du Plan déposé le 1^{er} novembre 2022 pour la production d'hydrogène vert/biométhanisation. Dans l'État d'avancement 2023, il prévoit dorénavant 2,9 TWh de besoins en énergie et 450 MW de besoins en puissance pour la production d'hydrogène vert.

[68] La FCEI note également que la croissance des besoins de puissance de 157 MW correspond, à peu de choses près, à la puissance octroyée au projet de TES Canada qui s'élève à 150 MW. Elle relate que, selon la presse écrite, cette puissance sera effaçable à la pointe. Malgré cela, le Distributeur demeure d'avis qu'il serait hâtif de s'avancer sur la

⁶¹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0037](#), p. 3.

hauteur des contributions marginales de ce secteur à la planification des moyens de GDP⁶².

[69] La FCEI juge que cette approche est indûment conservatrice. Elle ne reflète pas une prévision centrée devant servir comme point de départ des aléas. La FCEI réitère par conséquent que l'impact net de la production d'hydrogène vert sur les besoins de puissance devrait être réduit de 50 % pour les premiers 300 MW et être nul pour les 150 MW suivants. Elle recommande donc de prévoir un effacement de 300 MW des 450 MW de puissance prévue à ce chapitre et de réduire, en conséquence, la puissance des A/O hivernaux de 1 400 MW à 1 100 MW⁶³.

4.2.4 GRAME

[70] Le GRAME soumet que l'impact de la recharge des véhicules électriques découlant de l'électrification des transports est pris en compte de manière réaliste dans l'évaluation des besoins d'approvisionnement de long terme du Distributeur. Il propose également certains suivis relatifs aux impacts⁶⁴.

4.2.5 ROÉÉ

[71] Le ROÉÉ traite notamment du déplacement hors-pointe de la recharge des véhicules électriques et aborde les problèmes liés à la reprise de charge⁶⁵.

[72] Le ROÉÉ recommande à la Régie de demander à Hydro-Québec d'effectuer un suivi dans le cadre du prochain dossier tarifaire sur sa stratégie d'optimisation du déplacement de la charge, en vue d'éviter les problèmes reliés à la reprise de charge des moyens de GDP⁶⁶.

⁶² Pièce [C-FCEI-0036](#), p. 3.

⁶³ Pièce [C-FCEI-0042](#), p. 2 et 3.

⁶⁴ Pièce [C-GRAME-0053](#), p. 5.

⁶⁵ Pièce [C-ROÉÉ-0048](#), p. 5.

⁶⁶ Pièce [C-ROÉÉ-0048](#), p. 10.

4.2.6 RTIÉÉ

[73] Bien qu'il juge que les informations et justifications fournies par le Distributeur concernant la décarbonation des procédés industriels sont insuffisantes, le RTIÉÉ recommande à la Régie d'accepter sa prévision de la demande⁶⁷.

[74] En revanche, l'intervenant recommande de réviser à la hausse la prévision des besoins en énergie liés à la recharge des véhicules électriques, en se basant sur la norme VZE renforcée et sur certaines hypothèses concernant le nombre et la consommation des automobiles et des camions légers⁶⁸.

4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[75] La mise à jour de la prévision de la demande indique une croissance des ventes de 11,8 TWh principalement due à la filière batterie, à l'accélération de la décarbonation des procédés industriels et dans une moindre mesure, au secteur résidentiel.

[76] La hausse des ventes prévues au secteur résidentiel de 1,2 TWh s'explique essentiellement par le renforcement de la norme VZE, rehaussant la cible du nombre de véhicules électriques de 1,6 millions à 2 millions en 2030, ce qui se traduit par une augmentation des ventes à terme de 1,8 TWh⁶⁹.

[77] Malgré cette hausse significative des ventes, l'impact à la pointe des véhicules électriques en 2032 est réduit de 73 MW en raison de la prise en compte de nouvelles données de recharge de ces véhicules, permettant d'estimer un impact unitaire légèrement moindre qu'anticipé au Plan déposé le 1^{er} novembre 2022, ainsi qu'une offre du Distributeur présentement en développement et favorisant le déplacement de la recharge durant la nuit, évaluée à 190 MW à l'hiver 2031-2032⁷⁰.

⁶⁷ Pièce [C-RTIÉÉ-0054](#), p. 17.

⁶⁸ Pièce [C-RTIÉÉ-0047](#), p. 34 à 36.

⁶⁹ Pièce [B-0168](#), p. 7 et 11.

⁷⁰ Pièces [B-0168](#), p. 14 et 15 et [B-0161](#), (Tableau R-3.3-C), p. 13.

[78] Le RTIEÉ recommande de réviser à la hausse la prévision des besoins en énergie liée à la recharge des véhicules électriques, se basant sur un nombre de véhicules légèrement supérieur à ceux du Distributeur, ainsi que sur des hypothèses quant à la composition du parc de véhicules et la consommation de kWh/100 km selon le type de véhicule⁷¹.

[79] **La Régie juge que les prévisions de ventes d'électricité liées à la recharge des véhicules électriques présentées par le Distributeur paraissent plus raisonnables que celles avancées par le RTIEÉ, lesquelles reposent notamment sur l'hypothèse que 70 % des véhicules électriques du parc en 2032 seront des camions légers qui consommeraient 30 kWh/100 km.**

[80] Par rapport au Plan déposé le 1^{er} novembre 2022, la décarbonation des procédés industriels entraîne une hausse des ventes de 7,5 TWh à l'horizon 2032, de sorte qu'elles devraient ainsi atteindre 10,7 TWh en 2032, réparties entre les sous-secteurs illustrés au Tableau 9⁷².

TABLEAU 9⁷³

PRÉVISION DES VENTES (TWH) ASSOCIÉES À LA DÉCARBONATION DES PROCÉDÉS INDUSTRIELS

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Décarbonation des procédés industriels	0,0	0,0	0,2	0,6	1,0	1,6	2,2	5,0	6,9	8,8	10,7
Alumineries	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5
Pâtes et papiers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,5	0,6	0,8
Pétrole et chimie	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,3	1,5	1,8	2,0	2,3
Mines	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
Sidérurgie, fonte et affinage	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,8	1,1	1,5	1,9
Autres industriel grandes entreprises	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5	1,7	2,4	3,2	4,0

[81] L'AQCIE-CIFQ questionne les prévisions liées à la décarbonation des procédés industriels, malgré la disponibilité de mesures et budgets prévus par le Gouvernement.

⁷¹ Pièce [C-RTIEÉ-0047](#), p. 34 à 36.

⁷² Pièce [B-0168](#), p. 12.

⁷³ Tableau préparé par la Régie à partir de celui figurant à la pièce [B-0165](#) (Tableau R-3.1.3) p. 7.

[82] La Régie note la présence d'un enjeu à l'égard de l'atteinte des objectifs de décarbonation, notamment, à la lumière du témoignage des représentants de l'AQCIE-CIFQ.

[83] L'intervenant soutient qu'une augmentation des ventes de 4,2 TWh attribuée à la décarbonation du sous-secteur « Autres industriel grandes entreprises » n'est pas négligeable et suppose qu'une série de transformations majeures devront s'opérer à court et moyen terme dans les industries visées. Or, les représentants de l'AQCIE-CIFQ ont indiqué dans leur témoignage que leurs membres du sous-secteur « Autres industriel grandes entreprises » n'ont pas indiqué disposer, à l'heure actuelle, d'un potentiel de décarbonation permettant de justifier une telle prévision d'ici 2032⁷⁴.

[84] En argumentation, le Distributeur précise que l'accélération de la croissance prévue de la décarbonation des procédés industriels à compter de 2029 découle du délai nécessaire pour développer et intégrer les technologies décarbonées dans le secteur industriel. De l'avis du Distributeur, à partir de cette période, certaines technologies auront atteint un niveau de maturité permettant un déploiement plus rapide⁷⁵.

[85] Le Distributeur ajoute qu'il ne nie pas les informations qui ont été obtenues par l'AQCIE-CIFQ auprès de ses membres, mais juge qu'elles sont insuffisantes pour brosser un juste portrait de ce qui est requis à l'horizon du Plan. Les informations des clients ne constituent qu'un intrant parmi d'autres.

[86] Le Distributeur rappelle que la méthodologie des enveloppes de croissance utilisée pour établir la prévision du Plan ne repose pas sur l'addition de projets, mais plutôt sur un ensemble de paramètres. Aussi, il soumet que « les discussions qui ont été faites avec les clients cette année ne sont peut-être pas représentatives de ce qui se fera d'ici quelques années et pour lesquelles évidemment on assurera un suivi adéquat »⁷⁶.

[87] De l'avis de la Régie, les prévisions de ventes d'électricité liées à la décarbonation des procédés industriels présentées par le Distributeur paraissent plausibles, considérant

⁷⁴ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0037](#), p. 3.

⁷⁵ Pièce [B-0190](#), p. 4.

⁷⁶ Pièce [A-0090](#), p. 197 à 199.

que près de 80 % de la croissance des ventes est prévue sur l'horizon 2029-2032, tel qu'indiqué au Tableau 9.

[88] De ce fait, il est possible de concilier les observations recueillies par l'AQCIE-CIFQ auprès de ses membres avec les prévisions du Distributeur, puisque peu de projets sont prévus d'ici les quatre prochaines années, soit à l'horizon 2028. De plus, il est tout à fait possible que le phénomène de décarbonation des procédés industriels ne se limite pas aux membres actuels de l'AQCIE-CIFQ, mais qu'il puisse attirer au Québec de nouvelles entreprises.

[89] Après examen de la preuve déposée en lien avec la recharge des véhicules électriques et la décarbonation des procédés industriels, la Régie prend acte de la nouvelle prévision de la demande des besoins en énergie et en puissance.

[90] La Régie demande toutefois au Distributeur de déposer un suivi des prévisions de ventes et des besoins en puissance associés à la décarbonation des procédés industriels, dans le cadre des prochains états d'avancement et des prochains plans d'approvisionnement.

[91] Ce suivi devra inclure la mise à jour des quatre tableaux suivants :

- **Le Tableau R-3.1.3 de la pièce B-0165⁷⁷, – Prévision des ventes associées à la décarbonation des procédés industriels;**
- **Le Tableau 2.3 de la pièce B-0168⁷⁸, – Prévision des besoins en puissance par usage;**
- **Le Tableau R-3.2.1 de la pièce B-0165⁷⁹, - Prévisions annuelles de la demande en énergie et en puissance pour la production d'hydrogène vert;**
- **Le Tableau R-2.5 de la pièce B-0161⁸⁰, - Ventilation par sous-secteurs industriels de la prévision de l'énergie et de la puissance liées à la production d'hydrogène en 2032.**

⁷⁷ Pièce [B-0165](#), p. 7.

⁷⁸ Pièce [B-0168](#), p. 15.

⁷⁹ Pièce [B-0165](#), p. 11.

⁸⁰ Pièce [B-0161](#), p. 9.

[92] Par ailleurs, la Régie constate que les prévisions des besoins en puissance, présentées en lien avec la recharge des véhicules électriques et la production d'hydrogène vert, excluent toujours un potentiel significatif d'effacement à la pointe.

[93] En ce qui a trait à la recharge des véhicules électriques, le Distributeur fait une distinction entre déplacement hors pointe et taux de participation. En audience, il affirme que chez BC Hydro, le cinquante pour cent (50 %) mentionné par l'AHQ-ARQ ne réfère pas au déplacement de la recharge à la pointe, mais plutôt à un taux de participation des conducteurs de ces véhicules au secteur résidentiel seulement. De ce nombre, environ la moitié aurait été intégrée de façon implicite à la prévision⁸¹.

[94] En réponse à une question d'audience de la Régie, le Distributeur précise ce qui suit :

[...] pour BC Hydro, c'était vraiment vingt-cinq pour cent (25 %) de taux de participation qui était intégré à leur prévision de base. L'autre vingt-cinq pour cent (25 %), c'est une option d'approvisionnement. Donc, ce n'était pas intégré dans leur prévision de base. « Option d'approvisionnement », c'est une traduction libre de « Load Resource Option », donc une option d'approvisionnement supplémentaire à aller chercher en planification intégrée des ressources⁸².

[95] Le Distributeur utilise, pour sa part, un taux de participation d'environ 12 % en 2032, ce qui permet d'intégrer à sa prévision un déplacement hors pointe de 190 MW à terme⁸³.

[96] De l'avis de la Régie, il y a peu d'actions visant à déplacer une charge en pointe hivernale qui soient aussi simples et faciles d'application que le report du début de la recharge des véhicules électriques à l'extérieur des périodes de pointe critique, sans affecter la capacité de recharge et sans impact sur le confort.

[97] Le taux de participation d'environ 12 % des propriétaires de véhicules électriques utilisé par le Distributeur, se traduisant par un déplacement de la recharge hors pointe

⁸¹ Pièce [A-0084](#), p. 85 et 86.

⁸² Pièce [A-0085](#), p. 46.

⁸³ Pièce [A-0085](#), p. 45.

de 10 % ou 190 MW, paraît faible par rapport au taux de participation et au taux de déplacement hors pointe de la recharge considérés par BC Hydro dans son Plan de ressources intégrées 2021.

[98] La Régie n'est toutefois pas convaincue de la nécessité de quantifier dès maintenant le potentiel d'effacement de la recharge à l'horizon 2029-2030, tel que le recommande l'AHQ-ARQ. Elle rappelle que le Distributeur doit présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, les premières initiatives d'un plan d'action visant le déplacement de la recharge des véhicules électriques hors des périodes de pointe, les modifications tarifaires requises, le cas échéant. Il devra également présenter, dans le cadre de l'État d'avancement 2024, une estimation de la contribution à l'effacement des besoins en puissance découlant de la recharge des véhicules électriques provenant d'Hilo, de la tarification dynamique et de l'option GDP Affaires, pour les périodes au-delà de 2027-2028, conformément à la décision D-2023-109⁸⁴.

[99] À l'instar de la FCEI, la Régie considère que la prévision des besoins en puissance de 450 MW pour la production d'hydrogène vert sans prévoir le moindre effacement repose sur une approche indûment conservatrice et ne reflète pas une prévision centrée.

[100] La Régie demande donc au Distributeur de présenter, dans le cadre du suivi sur la décarbonation des procédés industriels, une mise à jour de l'information disponible ainsi qu'une estimation du potentiel d'effacement à la pointe lié à la production d'hydrogène vert.

5 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS

[101] Les bilans d'énergie et de puissance présentés⁸⁵ par le Distributeur prennent en compte la mise à jour de la prévision de la demande déposée en Phase 2. Le Distributeur devra compter sur des approvisionnements additionnels de 37,3 TWh et de 6 450 MW sur l'horizon du Plan afin de satisfaire les besoins réguliers additionnels de ses clients.

⁸⁴ Décision [D-2023-109](#), p. 46.

⁸⁵ Pièces [B-0167](#), p. 11 et 12 et [B-0168](#), p. 21 et 22.

TABLEAU 10⁸⁶
BESOINS RÉGULIERS ADDITIONNELS EN ÉNERGIE (TWH)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Approvisionnement additionnels requis	2,1	2,6	3,4	6,6	14,0	20,1	25,4	30,8	37,3

TABLEAU 11⁸⁷
BESOINS RÉGULIERS ADDITIONNELS EN PUISSANCE (MW)

	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
Approvisionnement additionnels requis	1 100	1 050	1 200	1 200	3 100	4 000	4 800	5 550	6 450

[102] Afin de satisfaire les besoins additionnels de ses clients, le Distributeur prend en compte les contrats d’approvisionnement résultant de l’A/O 2023-01⁸⁸ et s’appuie sur une stratégie d’approvisionnements qui repose sur :

- L’efficacité énergétique;
- La GDP;
- Le maintien de l’approvisionnement associés à certains contrats venant à échéance durant l’horizon du Plan;
- L’acquisition de nouveaux approvisionnements obtenus soit par des A/O de long terme, ou des A/O de court terme;
- Les marchés de court terme en énergie et en puissance⁸⁹.

⁸⁶ Tableau établi à partir de la pièce [B-0168](#) (Tableau 3.1) p. 21.

⁸⁷ Tableau établi à partir de la pièce [B-0168](#) (Tableau 3.2) p. 22.

⁸⁸ Le 23 janvier 2024, Hydro-Québec mettait à jour la [liste finale des soumissions retenues dans le cadre de l’A/O 2023-01](#) visant l’acquisition d’approvisionnements en électricité éolienne. Ces soumissions ont été intégrés aux approvisionnements existants du Distributeur. Au moment de publier la présente décision, les contrats d’approvisionnements associés à ces soumissions n’ont pas été soumis à l’approbation de la Régie.

⁸⁹ Pièce [B-0178](#), p. 22 et 23.

6 STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENTS

6.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

6.1.1 ABAISSEMENT DE TENSION

[103] L'abaissement de tension constitue un moyen d'urgence permettant de diminuer rapidement et temporairement les charges des postes satellites afin de préserver la stabilité du réseau. Ce moyen s'enclenche par l'entremise d'appareils d'automatisme installés dans les postes satellites du Transporteur.

[104] Le Distributeur respecte les exigences relatives à la tension d'alimentation au point de raccordement telles qu'elles apparaissent à l'article 15.1.1 du texte des Conditions de service lorsqu'il procède à l'abaissement de tension⁹⁰.

[105] Pour un ensemble de raisons techniques et pour des considérations de qualité de service, la charge en pointe hivernale assujettie à l'abaissement de tension s'avère inférieure à la charge totale du réseau⁹¹.

[106] Chaque année, Hydro-Québec effectue un essai du mécanisme d'automatisme d'abaissement de tension afin de modéliser la réponse attendue de ce moyen en fonction du niveau de charge observée. Le Distributeur est ainsi en mesure de confirmer que, pour une pointe hivernale prévisible à l'horizon du Plan, l'abaissement de tension se situerait entre 250 MW et 280 MW⁹².

⁹⁰ Pièces [A-0090](#), p. 56 à 60, [Conditions de service 2021](#), article 15.1.1, norme CAN3-C235-F83 (C2015).

⁹¹ Pièce [B-0167](#), p. 14 et 15.

⁹² Pièce [B-0167](#), p. 15.

6.1.2 MESURES POUR MAINTENIR L'APPROVISIONNEMENT ASSOCIÉ AUX CONTRATS VENANT À ÉCHÉANCE

[107] Le Distributeur travaille actuellement à l'établissement de stratégies visant le maintien des approvisionnements associés à plusieurs contrats d'approvisionnement en électricité arrivant à échéance d'ici la fin de l'horizon du Plan.

[108] La stratégie vise les contrats suivants en provenance des filières éoliennes, de cogénération et des petites centrales hydrauliques:

TABLEAU 12⁹³

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ VENANT
À ÉCHÉANCE D'ICI LA FIN DE L'HORIZON DU PLAN**

Contrats	Nb de contrats	Puissances contractuelles	Énergies contractuelles	Date de fin du contrat
Éoliens	10	1 143 MW	3,4 TWh	Du 21 nov. 2026 au 11 déc. 2032
Petites centrales hydrauliques	3	23 MW	0,1 TWh	Du 21 déc. 2030 au 25 mars 2031
Cogénération	8	128 MW	0,9 TWh	Du 15 nov. 2027 au 1 ^{er} oct. 2032

[109] Les tableaux suivants résument l'impact sur les bilans en énergie et en puissance de la stratégie de maintien des approvisionnements existants.

⁹³ Tableau établi à partir de la pièce [B-0167](#) (Tableaux 3.1, 3.2 et 3.3), p. 7 à 9.

TABLEAU 13⁹⁴**IMPACT EN ÉNERGIE (TWH) DU MAINTIEN DES CONTRATS ÉOLIENS, DE COGÉNÉRATION ET DE PETITES CENTRALES VENANT À ÉCHÉANCE À L’HORIZON 2032**

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Approvisionnements issus de projets existants				0,5	1,2	1,8	2,2	2,4	3,3
<i>Éolien</i>				0,4	0,7	1,0	1,4	1,5	2,4
<i>Cogénération</i>				0,1	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9
<i>Petites centrales hydrauliques</i>								0,1	0,1

TABLEAU 14⁹⁵**IMPACT EN PUISSANCE (MW) DU MAINTIEN DES CONTRATS ÉOLIENS, DE COGÉNÉRATION ET DE PETITES CENTRALES VENANT À ÉCHÉANCE À L’HORIZON 2032**

	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Approvisionnements issus de projets existants				44	136	243	299	309	386
<i>Éolien</i>				44	84	128	181	181	245
<i>Cogénération</i>					52	115	118	118	118
<i>Petites centrales hydrauliques</i>								10	23

Contrats éoliens

[110] Le Distributeur indique que les contrats d’énergie éolienne permettent de modifier, à la baisse ou à la hausse, les quantités d’énergie contractuelle, pour ceux issus de l’A/O 2003-02 et seulement à la baisse pour ceux issus des A/O postérieurs à ce dernier. Ces contrats ne contiennent aucune clause de prolongation ou de renouvellement au-delà de leur date d’échéance et ne prévoient pas la réduction ou le maintien du prix d’achat par le Distributeur⁹⁶.

[111] Le Distributeur présente comme suit sa stratégie de maintien de ces contrats :

⁹⁴ Tableau établi à partir de la pièce [B-0167](#) (Tableau 4.2), p. 12.

⁹⁵ Tableau établi à partir de la pièce [B-0167](#) (Tableau 4.4), p. 14.

⁹⁶ Pièce [B-0162](#), p. 13 et 14.

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 [...].

Ce projet de règlement, en consultation pour une période de 45 jours à compter de sa publication à la Gazette officielle du Québec, visé 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 2024⁹⁷.

[112] La stratégie du Distributeur pour maintenir, au-delà de l'échéance actuelle des contrats, la contribution en énergie et en puissance des approvisionnements en énergie éolienne repose sur le projet de règlement intitulé « *Règlement sur la capacité maximale de production d'un parc éolien pour les fins d'un programme d'achat d'électricité de source éolienne* », 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)⁹⁸.

[113] En établissant à 215 MW la capacité maximale de production d'un parc éolien, le projet de règlement vise à optimiser toute la production des parcs éoliens existants dont les contrats viennent à échéance d'ici la fin de l'horizon du Plan.

[114] Le projet de règlement devait être édicté par le Gouvernement à l'expiration d'un délai de consultation de 45 jours de sa publication dans la Gazette officielle du Québec. La période de consultation est terminée et le Distributeur travaille actuellement à la

⁹⁷ Pièce [B-0167](#), p. 8.

⁹⁸ [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.

rédaction des modalités du Programme qui seront précisées en temps opportun lorsque le règlement entrera en vigueur.

[115] Suivant cette entrée en vigueur, le Distributeur déposera à la Régie sa demande d'approbation des modalités du Programme en vue d'un 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 les approvisionnements y étant associés à leur échéance.

[116] Le Distributeur maintient que seuls les fournisseurs dont les projets sont visés bénéficient de l'expertise nécessaire pour évaluer la durée de vie de leurs équipements et assurer le maintien de leurs opérations de manière fiable et sécuritaire.

[117] Dans le cadre d'échanges avec les fournisseurs des projets visés, le Distributeur confirme que ces derniers ont mentionné que « l'entretien rigoureux et les améliorations apportées aux éoliennes, les inspections réalisées annuellement et celles à venir avant l'échéance de leur contrat, de même que les études des consultants en cours ou à venir leur permettent de gérer le risque associé à la fiabilité des éoliennes après la durée contractuelle originale »⁹⁹. En audience, le Distributeur indique que les parcs éoliens existants, visés par le Programme, seront en mesure de prolonger la vie des équipements de cinq à dix ans, selon la qualité ou la performance de ces derniers, tout en évitant un certain rééquipement et des réinvestissements chez les fournisseurs¹⁰⁰.

Contrats de petites centrales hydrauliques

[118] Les contrats associés aux petites centrales hydrauliques, signés par le Distributeur dans le cadre du programme d'achat d'électricité PAE 2009-01, disposent d'une clause de renouvellement pour une période additionnelle de 20 ans aux conditions qui auront été fixées par le Distributeur et sous réserve des autorisations requises, conformément aux lois en vigueur lors du renouvellement.

⁹⁹ Pièce [B-0162](#), p. 12 et 13.

¹⁰⁰ Pièce [A-0084](#), p. 237 à 239.

[119] Puisque le premier contrat ne vient à échéance qu'en décembre 2030, le Distributeur juge qu'il est prématuré de préciser sa stratégie de maintien de ces approvisionnements mais confirme qu'il travaillera à la mise en place d'un moyen le permettant.

Contrats de cogénération

[120] Le Distributeur évalue actuellement différentes stratégies visant le maintien des approvisionnements liés aux contrats de cogénération prenant fin durant la période de 2027 à 2035, notamment le lancement d'un programme d'achat d'électricité (suivant l'adoption par le gouvernement d'un règlement, le cas échéant) ou d'un A/O. Il déposera à la Régie les demandes d'approbation requises au moment opportun¹⁰¹.

[121] Le Distributeur présume que les promoteurs des projets de cogénération ciblés auront un intérêt à renouveler leurs contrats d'approvisionnement qui assurent, notamment, la pérennité d'usines papetières¹⁰².

6.1.3 ACQUISITION DE NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS

[122] Le Distributeur prévoit avoir recours à des approvisionnements additionnels qui seront obtenus soit par des A/O de court terme (contrats d'une durée de moins d'un an), ou des A/O de long terme. Selon le profil des besoins, les produits visés seront à la fois de l'énergie et de la puissance garanties pendant l'hiver (base hivernale) et de l'énergie sur une base annuelle avec la puissance associée. Les dates de début des livraisons de ces différents approvisionnements s'échelonneront entre l'automne 2027 et l'automne 2030¹⁰³.

[123] Le Tableau 3.4 de la pièce B-0167 présente les caractéristiques envisagées des A/O prévus au cours des prochaines années.

¹⁰¹ Pièce [B-0152](#), p. 29.

¹⁰² Pièce [B-0163](#), p. 47.

¹⁰³ Pièce [B-0168](#), p. 23.

TABLEAU 15¹⁰⁴

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 associé	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'A/O 2023-01. Les besoins qui n'auraient pas été comblés à l'issue de cet A/O de LT pourront l'être par des A/O de CT. dépendront ultimement du type d'approvisionnement retenu.

(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.

[124] La stratégie d'approvisionnement du Distributeur se base sur le scénario de référence des besoins en énergie à conditions climatiques normales. L'aléa de la demande n'intervient pas directement sur l'établissement des quantités d'énergie à approvisionner. Toutefois, le Distributeur, par la flexibilité que lui permet sa stratégie d'approvisionnement, ainsi que par une vigie en continu des données, des analyses et des constats communiqués par ses différents fournisseurs, se donne les moyens de s'adapter à l'aléa de la demande¹⁰⁵.

[125] Par rapport au Plan, les écarts-types associés à l'aléa global en énergie et en puissance des scénarios fort et faible ont été revus à la hausse principalement sur l'horizon 2026-2028, en raison de la part grandissante de la décarbonation du secteur industriel dans le scénario de croissance de la demande et de l'incertitude associée au développement de ce secteur¹⁰⁶.

¹⁰⁴ Tableau établi à partir de la pièce [B-0167](#) (Tableau 3.4) p. 10.

¹⁰⁵ Pièce [B-0163](#), p. 13.

¹⁰⁶ Pièce [B-0168](#), p. 15 et 16.

A/O de court terme

[126] Le Distributeur propose de lancer deux A/O de court terme pour des approvisionnements qui répondront aux besoins de ses clients pendant les hivers 2027-2028 et 2028-2029¹⁰⁷.

[127] Le Distributeur confirme que les achats de court terme en hiver et les A/O de court terme sont tributaires de la disponibilité des marchés de court terme. Le profil des approvisionnements visés par les A/O de court terme, soit des blocs d'énergie en base en hiver, diffère de celui des achats de court terme habituels, transigés sur les bourses d'énergie ou par transactions bilatérales. Par ailleurs, ces A/O seraient lancés avec un préavis considérablement plus long que celui des achats de court terme habituels. Le Distributeur estime donc possible d'envisager, pour ce volet, des volumes distincts de ceux habituellement disponibles sur les marchés de court terme¹⁰⁸.

[128] Le Distributeur justifie les délais entre le lancement des A/O de court terme et les débuts des livraisons par les volumes importants à acquérir. Dans une perspective de planification de ces volumes, le Distributeur considère qu'il est raisonnable de les sécuriser trois ans à l'avance. Il prévoit lancer, en 2024 ou 2025, un A/O pour acquérir les quantités recherchées pour les années 2028 et probablement, si le marché le permet, pour 2029 également. La Régie constate que le Distributeur se donne la latitude, si les conditions sont réunies, d'acquérir les volumes pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029 en même temps¹⁰⁹.

[129] Le Distributeur rappelle que les A/O de court terme sur une base hivernale seront réalisés conformément à la « *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins* »¹¹⁰.

¹⁰⁷ Pièce [B-0167](#), p. 10.

¹⁰⁸ Pièces [B-0152](#), p. 32 et 33, [B-0163](#), p. 22.

¹⁰⁹ Pièce [A-0084](#), p. 22 à 28.

¹¹⁰ Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins : [Procédure d'appel d'offre et d'octroi pour les achats d'électricité](#).

A/O de long terme

[130] Le Distributeur précise que les approvisionnements de court terme de 1 400 MW prévus pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029 visent à équilibrer les bilans en attendant que de nouveaux approvisionnements de long terme soient disponibles. Dans cette perspective et dans un contexte où la demande connaît une croissance importante, le recours à des approvisionnements de long terme à compter de l'hiver 2029-2030 est justifié¹¹¹.

[131] Le Distributeur prévoit plusieurs dates de livraison pour ses A/O de long terme de puissance et d'énergie, sur une base annuelle et sur une base hivernale. Les A/O de long terme visent un total 3 400 MW et de 19,4 TWh avec des dates de début des livraisons qui s'étalent sur plusieurs années.

[132] Il réaffirme que, pour de nouvelles installations de production, un délai moyen de 5 ans entre la date de lancement d'un A/O de long terme et la date de début des livraisons d'électricité est requis¹¹². Le Distributeur tient compte de la filière éolienne pour établir ce délai moyen de 5 ans¹¹³.

[133] Compte tenu des objectifs de décarbonation, le Distributeur a été questionné par la Régie et certains intervenants sur son intention de procéder à des A/O visant « toutes sources » i.e. qui accorderont un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de long terme, incluant la production thermique¹¹⁴. Le Distributeur apporte les précisions suivantes :

- Les modalités relatives à ces A/O, notamment les sources de production, seront précisées ultérieurement¹¹⁵.
 - Interrogé par le RNCREQ à cet égard, le Distributeur précise qu'en vertu du paragraphe 2.1 du premier alinéa de l'article 112 de la Loi, le Gouvernement peut déterminer par règlement, pour une source

¹¹¹ Pièce [B-0158](#), p. 17.

¹¹² Pièce [B-0152](#), p. 33.

¹¹³ Pièce [B-0163](#), p. 35.

¹¹⁴ LRÉ, [article 74.1](#).

¹¹⁵ Pièce [B-0161](#), p 21.

particulière d’approvisionnement en électricité, le bloc d’énergie et son prix maximal établi aux fins de l’établissement du coût de fourniture de l’électricité visé à l’article 52.2 de la Loi ou du plan d’approvisionnement prévu à l’article 72 de la Loi ou de l’A/O du distributeur d’électricité prévu à l’article 74.1 de cette loi.

- Dans ce contexte, le Distributeur juge qu’il serait prématuré de déterminer les sources de production d’un futur A/O¹¹⁶.
- Le Distributeur rappelle que la « *Procédure d’appel d’offres et d’octroi pour les achats d’électricité* » prévoit la prise en compte de critères non monétaires, comme ceux de développement durable, dans son processus de sélection, en fonction de la grille d’analyse approuvée par la Régie. En ce sens, les approvisionnements de sources renouvelables pourraient effectivement être favorisés¹¹⁷.

6.1.4 CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME

Puissance

[134] Le Distributeur planifie un rehaussement de la contribution maximale reconnue des marchés de court terme en puissance, actuellement établie à 1 100 MW, pour l’augmenter à 1 500 MW à partir de l’hiver 2024-2025, incluant toujours 200 MW de partage de réserve pour les raisons suivantes :

- Les démarches du Distributeur pour attirer de nouveaux fournisseurs ont porté fruit pour l’hiver 2022-2023 en introduisant un paiement établi sur la base du prix de référence du gaz à l’intérieur de la zone de New York;
- Un nouveau protocole d’entente, en vertu duquel le Québec et l’Ontario procéderont à un échange saisonnier de puissance de 600 MW, contribue à la profondeur des marchés de court terme accessibles au Distributeur¹¹⁸.

¹¹⁶ Pièces [B-0163](#), p. 37 et articles [112](#), [74.1](#), [72](#) et [52.2](#) de la LRÉ.

¹¹⁷ Pièce [B-0162](#), p. 16 et 17.

¹¹⁸ Pièces [B-0167](#), p. 9 et 10, [B-0158](#), p. 22 à 24, [B-0161](#), p. 20.

[135] Le Distributeur précise que les règles de marché à l'intérieur de la zone IESO¹¹⁹ ne sont pas modifiées. Ainsi, il n'est pas possible de conclure des ententes pour des produits de puissance de type UCAP¹²⁰ avec des fournisseurs spécifiques dans cette zone et d'avoir l'assurance qu'ils ne seront pas rappelés pour les besoins de l'IESO. Toutefois, dans le cadre du protocole d'entente de réciprocité entre le Québec et l'Ontario, l'IESO confirme l'échange de 600 MW. L'opérateur du système s'engage donc à maintenir la marge nécessaire afin d'honorer l'entente¹²¹.

[136] Le protocole d'entente avec l'Ontario est un élément important justifiant un rehaussement de la contribution maximale des marchés de court terme en puissance. Bien que la puissance de 600 MW issue du protocole d'entente ne soit pas mise directement à la disposition du Distributeur, « elle accroît néanmoins la disponibilité de puissance sur le marché du Québec ». Le Distributeur confirme ainsi ne pas détenir la puissance de 600 MW issue du protocole d'entente¹²².

Énergie

[137] Le Distributeur maintient à 6 TWh le potentiel énergétique des marchés de court terme et l'intègre au critère de fiabilité en énergie¹²³.

¹¹⁹ IESO (Independent Electricity System Operator) : Société de la Couronne du gouvernement provincial de l'Ontario responsable du marché de l'électricité et de l'exploitation du réseau de transport de l'électricité dans la province canadienne de l'Ontario. L'IESO est l'un des huit opérateurs indépendants du marché de l'électricité en Amérique du Nord.

¹²⁰ UCAP = Unforced Capacity.

¹²¹ Pièce [B-0152](#), p. 23.

¹²² Pièces [B-0152](#), p. 24, [B-0163](#), p. 15.

¹²³ Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par année.

6.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

6.2.1 AHQ-ARQ¹²⁴

[138] À la suite de la série de recommandations affectant à la baisse les approvisionnements additionnels requis du Distributeur, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie ce qui suit :

- D'approuver la hausse à 1 500 MW de la contribution des marchés de court terme en puissance proposée par le Distributeur;
- De prendre acte du fait que le potentiel du partage de réserve n'est pas exploité au maximum et de demander au Distributeur de réévaluer le partage de réserve à retenir, lors des prochains plans d'approvisionnement et états d'avancement en fonction de l'évolution des besoins du bilan de puissance et des marchés;
- De retenir une valeur de 400 MW pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance¹²⁵;
- D'approuver la stratégie du Distributeur de compter sur 1 400 MW et 4,1 TWh d'approvisionnements de court terme de courte durée sur une base hivernale à compter de l'hiver 2027-2028;
- De demander au Distributeur de moduler ces approvisionnements en fonction des besoins de chaque hiver et de lancer un A/O à chaque année, 12 mois avant le début de l'hiver où le besoin est identifié, le cas échéant;
- De ne pas approuver la stratégie du Distributeur qui consiste à prioriser les approvisionnements de long terme au détriment des approvisionnements de court terme;
- De prolonger la puissance de 1 400 MW d'approvisionnements de court terme jusqu'à la fin de l'horizon du Plan;
- De ne pas approuver la stratégie proposée par le Distributeur qui consiste à lancer des A/O de long terme en 2024/2025.

¹²⁴ Pièces [C-AHQ-ARQ-0055](#), p. 3 à 5 et [C-AHQ-ARQ-0058](#).

¹²⁵ Recommandation formulée en Phase 1 du présent dossier.

6.2.2 AQCIE-CIFQ¹²⁶

[139] Compte tenu des réserves exprimées par l'AQCIE-CIFQ concernant la justification de l'augmentation des besoins liés à la décarbonation et afin de réduire le risque monétaire résultant d'une réduction de l'approvisionnement patrimonial associé à des besoins réels inférieurs aux besoins prévus, l'intervenant recommande à la Régie :

- D'exiger que le Distributeur examine l'inclusion de la fourniture d'énergie cyclable dans ses A/O, comme cela a été fait dans l'A/O 2002-01 autorisé par la décision D-2002-17¹²⁷ et dont le contrat cyclable a été approuvé par la Régie dans sa décision D-2003-159¹²⁸;
- Qu'afin d'optimiser les approvisionnements requis, le Distributeur présente une analyse prenant en considération différents pourcentages de retour d'énergie pour les mois d'hiver dans le cas des approvisionnements de source éolienne qu'avant qu'il ne procède aux A/O à long terme.

[140] Au cours de l'audience tenue le 18 mars 2024, le témoin du CIFQ, abordait ainsi la question de la cogénération :

[...] certains contrats viennent à échéance en deux mille vingt-sept (2027). Et pour nous, il y a un enjeu important, parce que ça fait longtemps qu'on discute, et avec Hydro-Québec, et avec le gouvernement pour essayer d'avoir une perspective et il faut dire que le contexte énergétique a changé. On est passé d'une situation de surplus où les besoins pour la cogénération, pour Hydro-Québec étaient peut-être moins pertinents, compte tenu des coûts à une situation où est-ce qu'il y a une rareté. Et ce qu'on a essayé d'avoir comme signal, c'est qu'arrive-t-il avec les contrats de cogénération, entendez-vous les renouveler et si oui, avez-vous une idée des modalités du renouvellement des contrats? Ce qu'on n'a malheureusement pas encore réussi à avoir.

Là, par contre, je dois dire que dans le Plan d'approvisionnement, je vois qu'il y a une ouverture à vouloir le faire, je vois qu'il y a un besoin. C'est sûr que des

¹²⁶ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0034](#), p. 12 à 14.

¹²⁷ Dossier R-3470-2001, Phase 1, [D-2002-17](#), p. 35.

¹²⁸ Dossier R-3515-2003, [D-2003-159](#), p. 27.

facteurs, il y a la croissance de la demande de l'électricité, les bilans d'énergie qui montent, le bilan de puissance qui monte, les besoins en nouveaux approvisionnements aussi. Alors, nous, on pense qu'on est en mesure de répondre à une bonne partie de ces besoins-là, pas juste en énergie puis en... ce n'est pas de l'intermittent, on peut offrir de la puissance aussi, on pense que la puissance a une valeur.

En plus, la cogénération, c'est de l'énergie verte. [...] On fait une énergie verte, c'est essentiel pour nos besoins à nous, c'est essentiel pour les besoins d'Hydro-Québec aussi. Ça fait que ce qu'on souhaite, c'est qu'on ait des signaux clairs, rapidement, pour qu'on nous dise, de la part d'Hydro-Québec et de la part du gouvernement, peut-être : on entend renouveler les contrats de cogénération, parce qu'en plus d'être essentiel pour répondre aux besoins d'Hydro-Québec, c'est essentiel pour répondre à tout l'équilibre économique qui existe à l'intérieur de l'industrie des pâtes et papiers.

J'ai entendu, hier, Hydro-Québec dire qu'ils ont l'intention de le faire, mais j'ai compris que les modalités n'étaient pas encore définies. Alors, j'insiste encore sur le fait que, pour nous, pour nos membres qui ont des décisions d'investissement à prendre, il va être important que, rapidement, on puisse connaître les modalités pour voir pour les contrats qui viennent à échéance, voir si on va de l'avant ou pas¹²⁹.

[141] L'intervenant souligne que le potentiel de la cogénération est supérieur aux contrats existants :

[...] si demain matin il y avait des besoins immédiats, rapides et urgents de la part du Distributeur, mettre des unités de cogénération en place ça va vite, ça va plus vite que mettre en place de l'éolien, ça va plus vite que mettre en place des barrages. Alors on a encore de l'espace pour pouvoir augmenter le volume de production d'énergie qu'on pourrait produire par cogénération. Donc, il y a une flexibilité qui est là, on est capable de répondre aux besoins. On fournit trois cents mégawatts (300 MW), on veut assurer que le trois cents mégawatts (300 MW) puisse continuer d'être fourni. Puis ce qu'on vous dit aussi, c'est : on a encore de la place pour en prendre davantage¹³⁰.

¹²⁹ Pièce [A-0085](#), p. 162 à 164.

¹³⁰ Pièce [A-0085](#), p. 165.

[142] Finalement, le CIFQ indique que ses membres sont préoccupés par l'état des réseaux de transport et de distribution.

[...] la préoccupation des membres c'est de se dire : nous autres, là, si on veut s'électrifier puis qu'on a besoin de plus d'électricité est-ce qu'on va être capable de nous la livrer, cette électricité-là?¹³¹

6.2.3 FCEI¹³²

[143] Pour que le programme d'achat d'électricité soit efficace, il apparaît nécessaire à la FCEI que les projets existants ne soient pas éligibles aux A/O. L'intervenante recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'exclure les contrats existants des A/O en énergie renouvelable à venir.

6.2.4 GRAME¹³³

[144] Pour ce qui est du maintien et de l'optimisation des parcs éoliens existants venant à échéance d'ici le mois de décembre 2032, le GRAME recommande à la Régie de se déclarer satisfaite des informations fournies par le Distributeur quant au maintien des quantités contractuelles des contrats éoliens identifiés au Tableau 3.1 de la pièce B-0167, compte tenu que les modalités du Programme seront déposées au deuxième trimestre de 2024.

[145] En ce qui a trait à la possibilité d'une réduction du prix d'achat, le GRAME est d'avis qu'il est prématuré de se prononcer sur cet aspect et est satisfait des informations fournies par le Distributeur à ce jour.

¹³¹ Pièce [A-0085](#), p. 167 et 168.

¹³² Pièce [C-FCEI-0036](#), p. 5 et 6.

¹³³ Pièce [C-GRAME-0045](#), p. 19.

[146] Le GRAME est d'avis que le Distributeur pourra, dans l'avenir, proposer de nouveaux A/O, si le maintien des quantités des contrats éoliens venant à échéance au plus tard en 2032 pose problème.

[147] Le GRAME soumet que le prochain plan d'approvisionnement permettra de faire le point pour confirmer ou infirmer le risque d'accroissement de la demande énergétique par rapport aux prévisions du présent Plan. Considérant l'importance d'être en mesure de répondre à la demande nécessaire à la décarbonation, le GRAME réitère que le Distributeur ne peut pas, selon l'état actuel des informations disponibles, prendre le risque que ses approvisionnements énergétiques soient insuffisants pour répondre à la demande d'ici 2032. Par conséquent, le GRAME est d'avis que les A/O prévus par le Distributeur doivent être considérés comme des approvisionnements additionnels minimums¹³⁴.

[148] À l'égard de ces A/O prévus, le GRAME soumet qu'il est essentiel que les sources visées soient entièrement renouvelables, considérant le contexte d'urgence climatique, et souhaite que la Régie oriente le Distributeur en ce sens, en conformité avec l'article 5 de la Loi qui prévoit la prise en considération les politiques énergétiques gouvernementales pour favoriser les besoins énergétiques¹³⁵.

[149] Le GRAME demande à la Régie de conclure que le critère de développement durable adopté en 2004¹³⁶ ne reflète plus l'état du droit et le contexte d'urgence climatique en 2024, notamment en raison des modifications à l'article 5 de la Loi, et qu'il doit être révisé avant le lancement des A/O de long terme.

[150] Considérant que la part du critère de développement durable, représentant 15 points sur 100 points, est directement liée à son impact relatif sur les soumissions, le GRAME demande à la Régie de conclure que la grille des critères doit être révisée avant le lancement des A/O de long terme à compter de l'automne 2028¹³⁷.

¹³⁴ Pièce [C-GRAME-0045](#), p. 26.

¹³⁵ Pièce [C-GRAME-0045](#), p. 35.

¹³⁶ Dossier R-3525-2004, décision [D-2004-12](#).

¹³⁷ Pièce [C-GRAME-0045](#), p. 36 et 37.

6.2.5 RNCREQ¹³⁸

[151] Le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas approuver le Plan proposé par le Distributeur, tant que ce Plan :

- Ne tient pas compte des nouvelles cibles d'efficacité énergétique annoncées par la société d'État;
- Ne démontre pas la conformité avec le cadre réglementaire d'un achat de 1 400 MW, possiblement par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) (A/O de court terme pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029) pendant 2 ans, en continuité avec les contrats de long terme qui viennent à échéance en 2027 et en l'absence d'autres fournisseurs potentiels;
- Ne confirme pas le bien-fondé des hypothèses à l'égard du maintien de la production de 100 % des parcs éoliens existants;
- Ne présente pas une ou des stratégie(s) pour répondre aux besoins futurs, dans les cas où la croissance de la demande suit un scénario fort ou un scénario faible, plutôt que le scénario de référence présenté dans le Plan.

6.2.6 RTIEÉ¹³⁹

[152] Les nouveaux approvisionnements à long terme ne débutant qu'en 2028 sont non seulement beaucoup trop tardifs, mais également en quantités nettement insuffisantes pour empêcher un accroissement non souhaitable des approvisionnements de court terme susceptibles de provenir de sources thermiques hors Québec.

[153] Le RTIEÉ invite la Régie à requérir que la planification du Distributeur soit modifiée de manière à amorcer dès à présent le processus qui lui permettra de lancer des A/O à long terme plus volumineux et si possible plus précoces.

¹³⁸ Pièce [C-RNCREQ-0065](#), p. 32.

¹³⁹ Pièce [C-RTIEÉ-0054](#), p. 33.

[154] L'offre d'électricité est déjà insuffisante pour permettre de desservir tous les nouveaux clients potentiels de 5 MW ou plus, ce qui a obligé le législateur à confier au ministre la discrétion de les refuser. Il est donc toujours loisible au ministre d'en autoriser davantage, si cela est requis, pour équilibrer le bilan offre-demande en énergie ou en puissance, afin de favoriser davantage le développement économique du Québec.

6.3 OPINION DE LA RÉGIE

6.3.1 ABAISSEMENT DE TENSION

[155] Au cours de l'audience, en réponse à une question de l'AHQ-ARQ qui demandait pourquoi, lors de l'essai d'abaissement de tension réalisé par le Transporteur, la tension n'était pas abaissée de 5 % ou plus comme le font d'autres réseaux voisins, afin de tester réellement la capacité d'abaissement de tension, le Distributeur a précisé qu'il :

[...] s'assure de garantir un niveau d'abaissement de tension chez les clients qui respectent les conditions de service. Donc, qui respectent les normes de tension minimale. C'est ce qui amène le Distributeur, de concert avec le Transporteur, à choisir un niveau d'abaissement de tension pour chaque poste qui permet de respecter ces critères.

Donc, ce n'est pas cinq pour cent (5 %) à chaque poste qui est retenu comme abaissement de tension. Ça peut être, selon la flexibilité offerte par les postes satellites et selon le comportement de ces postes et du réseau. Ça peut être des niveaux d'abaissement qui sont moindres.

Donc, en général, les niveaux qui sont permis sont de trois (3 %) ou cinq pour cent (5 %). Parfois, il y a plus de flexibilité. Donc, on va choisir le niveau d'abaissement le plus élevé qui permet de garantir le respect des niveaux de tension minimale¹⁴⁰.

¹⁴⁰ Pièce [A-0084](#), p. 42 à 43.

[156] L’AHQ-ARQ soumet qu’il y aurait lieu d’examiner les rapports du Transporteur portant sur les tests d’abaissement de tension en séance de travail ou lors du prochain plan d’approvisionnement.

[157] La Régie juge que les réponses données par le Distributeur à l’AHQ-ARQ tant lors de l’audience qu’en DDR sont satisfaisantes. La Régie ne remet pas en cause l’expertise du Transporteur dans l’application de normes nord-américaines pour assurer la fiabilité de son réseau. Il importe de préciser que le Distributeur et le Transporteur doivent également respecter les normes prévues aux Conditions de service. La Régie ne juge donc pas utile de prévoir une séance de travail sur les rapports du Transporteur relatifs aux tests d’abaissement de tension.

[158] En conséquence, tout comme elle l’a fait dans sa décision D-2023-109¹⁴¹, la Régie ne retient pas la recommandation de l’AHQ-ARQ de considérer une valeur de 400 MW pour l’abaissement de tension dans le bilan en puissance du Distributeur.

6.3.2 MESURES POUR MAINTENIR L’APPROVISIONNEMENT ASSOCIÉ AUX CONTRATS VENANT À ÉCHÉANCE

[159] La Régie constate qu’au moment de publier la présente décision, le « *Règlement sur la capacité maximale de production d’un parc éolien pour les fins d’un programme d’achat d’électricité de source éolienne* » n’a pas encore été édicté par le Gouvernement¹⁴².

[160] La Régie rappelle le contexte d’utilisation d’un programme d’achat d’électricité par le Distributeur. L’article 74.3 de la Loi stipule que :

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

¹⁴¹ Décision [D-2023-109](#), p. 54.

¹⁴² [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.

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 gouvernement¹⁴³.

[161] La Régie prend acte du fait que la capacité maximale de production serait fixée par règlement du Gouvernement à 215 MW et n'exclurait aucun parc éolien dont les contrats viennent à échéance au plus tard le 12 décembre 2032.

[162] La Régie rappelle que seules les modalités du Programme font l'objet de son approbation. Le Distributeur n'est pas tenu de lui faire approuver les contrats d'achat d'électricité qui seront attribués dans le cadre du Programme.

[163] Le Distributeur anticipe qu'il pourra déposer à la Régie le Programme pour approbation de ses modalités au cours du second trimestre de 2024. **La Régie demande donc au Distributeur de faire un suivi à l'égard de cet enjeu au plus tard à la fin du mois de juin 2024.**

[164] La Régie prend acte du fait que le Distributeur accueille favorablement sa suggestion de présenter la demande d'approbation des modalités du programme d'achat d'électricité dans le cadre d'une quatrième phase du présent dossier.

[165] Le Distributeur confirme d'ailleurs ce qui suit :

[...] qu'il a eu des échanges avec les fournisseurs des projets visés. Ceux-ci ont mentionné que l'entretien rigoureux et les améliorations apportées aux éoliennes, les inspections réalisées annuellement et celles à venir avant l'échéance de leur contrat, de même que les études des consultants en cours ou à venir leur permettent de gérer le risque associé à la fiabilité des éoliennes après la durée contractuelle originale¹⁴⁴.

¹⁴³ RLRQ, c. R-6.01, [art. 74.3](#).

¹⁴⁴ Pièce [B-0162](#), p. 13.

[166] Le Distributeur précise ce qui suit :

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 Québec¹⁴⁵.

[167] Le Distributeur considère que le Programme « est un programme gagnant-gagnant pour le Distributeur et ses clients et pour les différents fournisseurs parce qu'il leur permettrait d'exploiter les installations qui sont déjà amorties et de permettre de les exploiter sur une plus longue durée »¹⁴⁶.

[168] Il considère que les attentes des promoteurs à l'égard du prix offert seront notamment conditionnées par le fait que leurs contrats respectifs actuels leur auront permis d'amortir leurs investissements initiaux et, dans ce contexte, par la possibilité d'atteindre un rendement raisonnable à un prix inférieur à celui d'un tout nouveau projet¹⁴⁷.

[169] Le Distributeur précise que l'élément décisif, pour établir la durée des contrats qui seraient conclus en vertu du Programme est la nature des équipements qui sont en place et leur capacité à produire de l'électricité à plus long terme. Il estime que cette durée ne serait pas supérieure à 10 ans sans qu'un certain rééquipement et des réinvestissements soient requis des fournisseurs, ce qui rendrait le Programme évidemment non pertinent pour ces derniers parce qu'il y aurait des impacts sur le coût de la production éolienne¹⁴⁸.

¹⁴⁵ Pièce [B-0163](#), p. 42.

¹⁴⁶ Pièce [A-0084](#), p. 237.

¹⁴⁷ Pièce [A-0084](#), p. 241.

¹⁴⁸ Pièce [A-0084](#), p. 238.

[170] Le Distributeur présente le Programme comme une première phase préalable à une solution plus pérenne à une date ultérieure, soit un rééquipement complet et une participation éventuelle de ces fournisseurs à un prochain A/O¹⁴⁹. La Régie prend acte de la possibilité qu'un fournisseur ayant un contrat d'énergie éolienne, dont la date d'échéance est antérieure au 12 décembre 2032, puisse participer à l'A/O de long terme pour de l'énergie annuelle.

[171] La Régie constate que le prix d'achat de l'électricité du Programme pourrait être établi par décret comme ce fut le cas pour le programme d'achat d'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière résiduelle (PAE-2011-01)¹⁵⁰.

[172] La Régie approuve la stratégie de maintien des approvisionnements associés aux contrats d'approvisionnement en électricité provenant de la filière éolienne arrivant à échéance d'ici le 12 décembre 2032.

[173] Dans le cadre du prochain état d'avancement du Plan et du prochain plan d'approvisionnement, la Régie demande au Distributeur de préciser la stratégie visant le maintien des approvisionnements issus des contrats de cogénération à base de biomasse forestière à l'échéance de ces contrats.

6.3.3 ACQUISITION DE NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS

[174] Le Distributeur précise que les approvisionnements de court terme de 1 400 MW prévus pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029 visent à équilibrer les bilans en attendant que de nouveaux approvisionnements de long terme soient disponibles.

[175] Interrogé par l'AHQ-ARQ sur la disponibilité sur les marchés des quantités associées à des A/O de court terme, le Distributeur répond que ces quantités pourraient être considérées comme étant dans la continuité de celles prévues aux contrats conclus avec

¹⁴⁹ Pièce [A-0084](#), p. 239.

¹⁵⁰ Dossier R-3780-2011, pièce [B-0009](#), p. 10 et 11.

le Producteur¹⁵¹ qui prendront fin en 2027. En ce sens, dans le contexte d'A/O visant l'acquisition de 1 400 MW pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029, le Producteur pourrait être envisagé en tant que fournisseur potentiel¹⁵².

[176] La Régie tient à rappeler que la Loi prévoit ce qui suit :

Le distributeur d'électricité doit obtenir l'approbation de la Régie avant de conclure tout contrat d'approvisionnement en électricité, dont la durée des approvisionnements, mesurée du début prévu des livraisons à la fin des livraisons, est comprise entre 3 mois et 1 an et dont le soumissionnaire est seul à avoir participé à l'appel d'offres, lorsque tous les soumissionnaires sont associés ou affiliés entre eux ou avec le distributeur d'électricité ou lorsque le plus bas soumissionnaire est associé ou affilié avec le distributeur d'électricité¹⁵³.

[177] La Régie prend acte de la stratégie d'A/O de court terme du Distributeur visant un approvisionnement en puissance et en énergie garantie total de 1 400 MW et de 4,1 TWh pour les périodes hivernales de 2028 et de 2029.

[178] La Régie prend acte du fait que le Distributeur prévoit lancer ces A/O en 2024 ou en 2025. De plus, la Régie prend acte du fait que le Distributeur cherche à sécuriser, trois ans à l'avance, la puissance et l'énergie recherchées pour la période hivernale de 2028 et probablement, si le marché le permet, pour celle de 2029 également.

[179] Dans un contexte où la demande connaît une croissance importante, la Régie est d'avis que le recours à des approvisionnements de long terme à compter de l'hiver 2029-2030 est justifié¹⁵⁴.

[180] La Régie constate également que, malgré la stratégie d'approvisionnement proposée par le Distributeur, ce dernier ne sera pas en mesure de respecter le critère de fiabilité en énergie. En effet, la Régie prend acte du fait qu'un scénario de demande fort

¹⁵¹ Contrat de base (350 MW et 3,1 TWh), contrat cyclable (250 MW et jusqu'à 2,2 TWh), Convention d'énergie différée/rappelée (atteint jusqu'à 800 MW et 1,1 TWh selon la planification actuelle)

¹⁵² Pièce [B-0158](#), p. 17.

¹⁵³ [RLRQ, c. R-6.01, r. 1.](#)

¹⁵⁴ Pièce [B-0158](#), p. 17.

obligerait le Distributeur à s’approvisionner sur les marchés de court terme pour des volumes excédant 6 TWh dès 2026.

[181] La Régie prend acte du fait que la stratégie d’A/O de long terme du Distributeur vise un approvisionnement total en puissance et en énergie garantie de 3 400 MW et de 19,4 TWh qui couvrent l’année entière et la période hivernale et qui prévoit plusieurs dates de livraison à partir de l’automne 2028.

[182] La Régie approuve donc les caractéristiques des produits recherchés par les A/O de court terme et de long terme du Distributeur. La Régie demande au Distributeur de l’aviser de tout changement qu’il désirerait apporter aux caractéristiques de ces produits.

[183] La Régie constate que la stratégie d’approvisionnement du Distributeur lui permet de satisfaire les besoins réguliers de ses clients, tant en puissance qu’en énergie.

TABLEAU 16¹⁵⁵

**IMPACT SUR LE BILAN D’ÉNERGIE (TWh) DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS
ET DE LA STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR**

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Approvisionnement additionnels requis	2,1	2,6	3,4	6,6	14,0	20,1	25,4	30,8	37,3
A/O 2023-01 (Éolien)				0,5	1,2	1,8	2,2	2,4	3,3
Approvisionnements issus de projets existants				0,5	1,2	1,8	2,2	2,4	3,3
<i>Projets éoliens</i>				0,4	0,7	1,0	1,4	1,5	2,4
<i>Projets de cogénération</i>				0,1	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9
<i>Projets de petites centrales hydrauliques</i>								0,1	0,1
Approvisionnements de court terme (A/O)				1,0	4,1	3,0			
Approvisionnement de long terme (A/O)					2,1	7,1	13,9	19,4	19,4
Dont achats en hiver						1,0	4,1	4,1	4,1
Dont achats annuels					2,1	6,1	9,8	15,3	15,3
Achats sur les marchés de court terme	2,1	2,6	3,4	4,9	5,0	4,9	4,7	4,4	6,0
<i>Dont achats en hiver</i>	1,9	2,4	2,9	3,0	2,6	2,7	2,7	2,8	3,0
<i>Dont achats hors hiver</i>	0,1	0,2	0,4	2,0	2,4	2,2	2,0	1,6	3,0
Autres approvisionnements requis									4,0
Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)	2,7	1,3							

¹⁵⁵ Tableau établi à partir de la pièce [B-0168](#) (Tableau 3.3), p. 24.

TABLEAU 17¹⁵⁶

**IMPACT SUR LE BILAN DE PUISSANCE (MW) DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS
ET DE LA STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR**

	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
Approvisionnement additionnels requis	1 100	1 050	1 200	1 200	3 100	4 000	4 800	5 500	6 450
A/O 2023-01 (Éolien)					200	400	600	600	600
Approvisionnements issus de projets existants				44	136	243	299	309	386
<i>Projets éoliens</i>				44	84	128	181	181	245
<i>Projets de cogénération</i>					52	115	118	118	118
<i>Projets de petites centrales hydrauliques</i>								10	23
Approvisionnements de court terme (A/O)					1 400	1 400			
Approvisionnement de long terme (A/O)						750	2 600	3 400	3 400
Dont achats en hiver							1 400	1 400	1 400
Dont achats annuels						750	1 200	2 000	2 000
Achats sur les marchés de court terme	1 100	1 050	1 200	1 150	1 350	1 200	1 300	1 250	1 500
Autres approvisionnements requis									585

[184] À l'instar de l'AQCIE-CIFQ, la Régie demande au Distributeur d'examiner l'inclusion, dans ses A/O de long terme, de la fourniture d'énergie cyclable du type du produit recherché dans le cadre de l'A/O 2002-01 autorisé par sa décision D-2002-174 et qui fait l'objet du contrat cyclable approuvé par la Régie dans sa décision D-2003-159.

[185] Au cours de l'audience, le Distributeur a indiqué qu'il s'accorde la possibilité de procéder à un A/O de long terme avec plusieurs dates de livraison ou à plusieurs A/O de long terme. L'ordonnancement des A/O de long terme dépendra du résultat des études du Transporteur sur les capacités additionnelles disponibles sur le réseau de transport. Le Distributeur reconnaît que le lancement de plusieurs A/O consécutifs maximiserait sa flexibilité, afin de s'ajuster sur les quantités recherchées¹⁵⁷.

[186] Le Distributeur peut faire face à un aléa faible de demande, en diminuant la contribution attendue des marchés de court terme. **La Régie juge que les stratégies proposées par le Distributeur sont suffisamment flexibles pour minimiser ses surplus advenant un cas de demande faible.**

¹⁵⁶ Tableau établi à partir de la pièce [B-0168](#) (Tableau 3.4), p. 25.

¹⁵⁷ Pièce [A-0085](#), p. 53 à 55.

[187] De l'aveu même du Distributeur, la décarbonation des procédés industriels accroît l'incertitude associée au développement de ce secteur. Toutefois, l'impact du projet de loi n° 2¹⁵⁸, qui encadre l'obligation de distribuer l'électricité en regard de l'aléa de la demande, n'a pas fait l'objet d'une analyse poussée dans le cadre de la présente phase. **La Régie demande donc au Distributeur d'inclure, dans la séance de travail¹⁵⁹ portant sur la méthodologie de la prévision de la demande, un volet qui traitera de l'impact du projet de loi n° 2 sur l'aléa de la demande.**

[188] Finalement, la Régie souligne qu'en l'absence de blocs d'énergie déterminés par règlement du Gouvernement et conformément à l'article 74.1 de la Loi, le Distributeur doit « accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'A/O 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 »¹⁶⁰.

[189] **La Régie invite le Distributeur à revoir, au besoin, la grille de sélection des A/O de long terme ouverts à toutes les sources de production et, le cas échéant, à la soumettre à son approbation afin de tenir compte de l'évolution du contexte socio-économique et des préoccupations environnementales actuelles.**

[190] Par ailleurs, la Régie juge que la recommandation de l'AQCIE-CIFQ visant à demander au Distributeur de présenter une analyse prenant en considération différents pourcentages de retour d'énergie pour les mois d'hiver dans le cas des approvisionnements de source éolienne avant qu'il ne procède aux A/O à long terme est prématurée, considérant le dossier à venir sur renouvellement de l'entente d'intégration éolienne.

[191] **À l'instar du Distributeur, la Régie rejette la stratégie proposée par l'AHQ-ARQ qui vise à procéder à des A/O de court terme de 1 400 MW pour tous les hivers subséquents du Plan à compter de l'hiver 2029-2030.**

¹⁵⁸ Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité, [LQ 2023, c. 1](#).

¹⁵⁹ Décision [D-2023-109](#), p. 24.

¹⁶⁰ RLRQ, c. R-6.01, [art. 74.1](#).

[192] La Régie ne retient pas non plus la recommandation du RNCREQ visant à ne pas approuver le Plan et d'exiger le dépôt d'un Plan amélioré, ainsi que de planifier une nouvelle phase du présent dossier pour l'étudier¹⁶¹.

6.3.4 CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME

[193] La Régie note que le protocole d'entente avec l'Ontario contribue à accroître la fiabilité en puissance de la zone de réglage et par conséquent du Distributeur¹⁶². Puisque les 600 MW mis à la disposition de la zone de réglage du Québec par l'IESO ne pourront être acquis en tout ou en partie que par une transaction conclue avec le Producteur en vertu de la dispense, la Régie constate que cette situation contribue à accroître la dépendance du Distributeur envers un fournisseur.

[194] Dans sa décision D-2022-062, la Régie statuait sur la contribution potentielle des marchés de court terme au bilan énergétique du Distributeur :

La Régie est d'avis qu'un trop grand recours aux marchés de court terme pour satisfaire les besoins du scénario moyen en énergie peut mettre en péril la fiabilité d'approvisionnement, puisque cette augmentation des achats de court terme s'ajouterait aux quantités requises pour satisfaire le critère de fiabilité en énergie. De plus, puisque le marché du Québec est principalement occupé par le Producteur, une trop grande dépendance envers ce marché est incompatible avec les termes de la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres ou avec la recherche d'approvisionnements à des prix concurrentiels par appel d'offres de court terme¹⁶³.

[195] La Régie est d'avis que la mise en garde visant les marchés de court terme en énergie, formulée dans sa décision D-2022-062, s'applique aux marchés de court terme en puissance.

¹⁶¹ Pièce [C-RNCREQ-0071](#), p. 21.

¹⁶² Le critère de fiabilité en puissance du NPCC exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année.

¹⁶³ Dossier R-4110-2019 Phase 1, décision [D-2022-062](#), p. 116 et 117.

[196] Malgré le biais qui sera introduit dans « l’environnement concurrentiel » des marchés de court terme en puissance, la Régie accueille favorablement le rehaussement à 1 500 MW, à partir de l’hiver 2024-2025, de la contribution en puissance des marchés de court terme.

[197] Malgré les approvisionnements planifiés, l’analyse du respect du critère de fiabilité en énergie révèle une dépendance vis-à-vis des marchés de court terme supérieure à 6 TWh dès 2026.

TABLEAU 18¹⁶⁴
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
	2024	2025	2026	2027	2028
Achats d'énergie	2,1	2,6	3,4	6,6	14,0
+ Aléa d'un écart-type	3,5	3,8	4,7	5,6	6,7
Achats + 1 écart-type (scénario de référence)	3,8	4,7	7,3	12,2	20,7
- Approvisionnements prévus				1,6	9,1
A/O 2023-01 (Éolien)				0,1	1,7
Appro.issus de projets existants				0,5	1,2
A/O de CT				1,0	4,1
A/O LT					2,1
Achats + 1 écart-type - appro. prévus	3,8	4,7	7,3	10,6	11,7

[198] Initialement le Distributeur envisageait la possibilité que des volumes d’au moins 4,6 TWh (10,6 – 6,0) en 2027 et 5,7 TWh (11,7 – 6,0) en 2028 pourraient être acquis auprès du Producteur, donc à l’intérieur de la zone d’équilibrage du Québec et, qu’en conséquence, les volumes qui devraient alors être acquis sur les marchés hors Québec se situeraient sous les 6 TWh, respectant ainsi le critère de fiabilité en énergie pour les années 2027 et 2028¹⁶⁵.

[199] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur nuance toutefois sa position de la façon suivante :

¹⁶⁴ Tableau préparé à partir de la pièce [B-0168](#) (Tableaux 3.3 et 4.1), p. 24 et 29.

¹⁶⁵ Pièce [B-0168](#), p. 29, section 4.

[...] le Distributeur devrait s'engager dans le processus réglementaire habituel pour l'acquisition des volumes requis.

Le Distributeur tient à souligner que la référence (iv) ne fait pas état d'une attribution au Producteur des volumes associés au scénario décrit à la même référence. Dans le contexte de l'application du critère de fiabilité en énergie, il s'agit plutôt d'une hypothèse sur les approvisionnements qui permettraient de répondre aux besoins. Cette hypothèse ne sous-entend pas une dérogation au cadre réglementaire actuel¹⁶⁶.

[200] La Régie tient à rappeler que le cadre réglementaire prévoit le lancement d'A/O de court terme ou de long terme, l'utilisation de la dispense ou des programmes d'achat d'électricité.

[201] Le tableau suivant indique les quantités d'énergie en provenance des marchés de court terme qui pourraient être requis pour approvisionner les besoins réguliers du Distributeur.

TABLEAU 19¹⁶⁷

IMPACT COMBINÉ DES ACHATS DE COURT TERME PAR DISPENSE ET DES A/O DE COURT TERME

	2024	2025	2026	2027	2028
Achats de court terme	3,8	4,7	7,3	10,6	11,7
A/O de CT				1,0	4,1
Total	3,8	4,7	7,3	11,6	15,8

[202] Tel que mentionné précédemment, le Distributeur estime possible que la puissance et l'énergie recherchées par ses A/O de court terme (base hivernale) soient distinctes des volumes habituellement disponibles sur les marchés de court terme.

[203] La Régie constate que les marchés de court terme en puissance et en énergie seront davantage sollicités, ce qui risque d'augmenter la dépendance envers le Producteur. Par conséquent, la Régie met en garde le Distributeur contre une trop

¹⁶⁶ Pièce [B-0152](#), p. 33 et 34.

¹⁶⁷ Tableau préparé à partir de la pièce [B-0168](#) (Tableaux 3.3 et 4.1), p. 24 et 29.

grande dépendance aux marchés de court terme et ses impacts potentiels sur le coût des approvisionnements additionnels.

7 DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[204] L'article 30 de la Loi prévoit que la Régie peut interdire ou restreindre la divulgation, la publication ou la diffusion de renseignements ou de documents, si le respect de leur caractère confidentiel ou l'intérêt public le requiert.

[205] Le caractère public des audiences étant la règle au sein d'un organisme comme la Régie, une ordonnance de confidentialité en constitue une exception. Lorsqu'elle étudie si les renseignements doivent être traités de façon confidentielle, la Régie doit soupeser les avantages et les inconvénients d'accorder une telle ordonnance.

[206] Le 20 mars 2024, le Distributeur dépose sous pli confidentiel la réponse à un engagement pris en audience, soit la pièce B-0189, et le 22 mars 2024, il dépose une version révisée de ce document, soit la pièce B-0192.

[207] Le 16 avril 2024, le Distributeur demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, et d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus aux pièces B-0189 et B-0192, soit son engagement n° 4 portant sur le potentiel d'effacement de l'hydrogène vert, en tenant compte des demandes acceptées par le ministre.

[208] Au soutien de cette demande, le Distributeur dépose une déclaration sous serment¹⁶⁸ de Madame Emmanuelle Cartier, Cheffe – Pratiques d'affaires et expertise commerciale pour la direction Développement des affaires et grandes entreprises d'Hydro-Québec.

¹⁶⁸ Pièce [B-0194](#).

[209] Le Distributeur estime que les informations visées, si elles étaient divulguées, pourraient être utilisées à des fins commerciales par d'autres joueurs du secteur de l'hydrogène. Ainsi, afin d'assurer une saine concurrence et un niveau de compétitivité optimal pour tous les joueurs du secteur, le Distributeur soutient que le caractère confidentiel des informations transmises dans le cadre de la procédure d'autorisation de projets de 5 MW et plus doit être reconnu par la Régie.

[210] Le Distributeur demande que cette ordonnance soit rendue sans limite quant à sa durée.

[211] La Régie n'est pas convaincue que le préjudice invoqué se matérialisera à moyen ou long terme et juge donc plus approprié de circonscrire la portée de l'ordonnance. **La Régie juge qu'une ordonnance d'une durée de 10 ans est appropriée dans les circonstances et juge que, dans le cas où le Distributeur estimerait alors que le risque demeure présent et que les motifs invoqués sont toujours valables, il pourra soumettre une nouvelle demande à la Régie en temps et lieu, afin de reconduire l'ordonnance.**

[212] **Par conséquent, la Régie, accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur à l'égard des pièces B-0189 et B-0192, mais en interdit la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements qu'elles contiennent pour une durée de 10 ans à compter de la présente décision, soit jusqu'au 26 avril 2034.**

[213] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE le Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur, sous réserve des éléments décisionnels et des commentaires qu'elle énonce dans le cadre de la présente décision et de sa décision D-2023-109;

PREND ACTE de la nouvelle prévision de la demande déposée par le Distributeur pour le réseau intégré;

ACCUEILLE la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur à l'égard des pièces B-0189 et B-0192 et **INTERDIT** la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements qu'elles contiennent pour une durée de 10 ans à compter de la présente décision, soit jusqu'au 26 avril 2034;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à tous les éléments décisionnels de la présente décision.

Louise Rozon
Régisseur

Esther Falardeau
Régisseur

Pierre Dupont
Régisseur