

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2023-109

R-4210-2022

20 09 2023

Phase 1

PRÉSENTS :

Jocelin Dumas

Louise Rozon

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, Jean-Olivier Tremblay et Simon Turmel.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par Me Serena Trifiro;

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)
représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER)
représentée par M^e Nicolas Dubé;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)
représenté par M^e Sylvain Lanoix;

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 (FCEI)
représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)
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 Ouelette;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)
représenté par M^{es} Camille Cloutier, Franklin S. Gertler et Eugénie Veilleux;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉÉ)
représenté par M^e Dominique Neuman.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	10
2.	CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE.....	14
I.	RÉSEAU INTÉGRÉ.....	15
3.	PRÉVISION DE LA DEMANDE	15
3.1	Scénario moyen en énergie et en puissance	15
3.2	Mesures d'efficacité énergétique	24
3.3	Aléas de la demande.....	33
3.4	Améliorations et suivis de décision.....	37
4.	APPROVISIONNEMENT ET STRATÉGIES.....	40
4.1	Bilans en puissance et en énergie.....	40
4.2	Gestion de la puissance incluant la GDP	43
4.3	Abaissement de tension.....	53
4.4	Appel au public	54
4.5	Achats de court terme en puissance	55
4.6	Achats de court terme en énergie incluant les disponibilités et les capacités des interconnexions en mode importation	57
4.7	Stratégies d'approvisionnement.....	60
5.	BLOC RÉSERVÉ À L'USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS.....	61
6.	FERMETURE AUX NOUVELLES DEMANDES D'ADHÉSION AU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE	80
7.	FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	83
7.1	Critère de fiabilité en énergie.....	83

7.2	Critère de fiabilité en puissance	88
7.3	Critère de conception du réseau de transport	94
8.	COÛTS ÉVITÉS	94
II.	RÉSEAUX AUTONOMES	108
9.	PRÉVISION DE LA DEMANDE	108
9.1	Méthodologie de la prévision de la demande.....	109
9.2	Prévision de la demande en énergie et en puissance.....	109
10.	ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE	111
11.	STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT	113
11.1	Interventions en efficacité énergétique et réductions de la puissance	113
11.2	Utilisation efficace de l'énergie	115
11.3	Conversion des réseaux autonomes	117
11.4	Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance	119
11.5	Position des intervenants.....	119
11.6	Position du Distributeur	122
12.	DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL	124
13.	FRAIS DES INTERVENANTS.....	128
DISPOSITIF		138

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 : PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC.....	15
TABLEAU 2 : CROISSANCES DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC.....	16
TABLEAU 3 : PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE	19
TABLEAU 4 : PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D’HIVER PAR USAGES	20
TABLEAU 5 : PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR	25
TABLEAU 6 : PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES IEÉ POUR LES CLIENTÈLES RÉSIDENTIELLE, AFFAIRES ET AUTRES.....	25
TABLEAU 7 : PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN PUISSANCE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	27
TABLEAU 8 : ÉVOLUTION DE L’ALÉA FORT DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE	33
TABLEAU 9 : ÉVOLUTION DE L’ALÉA FORT DE LA DEMANDE EN PUISSANCE	34
TABLEAU 10 : ALÉA SUR LA DEMANDE EN ÉNERGIE	37
TABLEAU 11 : BILAN EN ÉNERGIE	41
TABLEAU 12 : BILAN EN PUISSANCE	42
TABLEAU 13 : CONTRIBUTIONS DES MOYENS DE GDP.....	43

TABLEAU 14 : CAPACITÉS D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW ET EN GWH) - ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2022-2024.....	56
TABLEAU 15 : BILAN EN ÉNERGIE	75
TABLEAU 16 : ÉVOLUTION DES SURPLUS	76
TABLEAU 17 : SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ TARIFAIRE DU TDÉ (¢/KWH).....	82
TABLEAU 18 : CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR.....	85
TABLEAU 19 : ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE EN PUISSANCE DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026.....	89
TABLEAU 20 : PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES.....	96
TABLEAU 21 : PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRES	110
TABLEAU 22 : PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRES	110
TABLEAU 23 : MARGES EN PUISSANCE PAR RÉSEAUX APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION	112
TABLEAU 24 : STATUT DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES	114
TABLEAU 25 : IMPACT CUMULATIF DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	115
TABLEAU 26 : PUEÉ AU 1 ^{ER} AVRIL 2022	116

TABLEAU 27 : SUIVI DU PLAN D’ACTION RELATIF À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES.....	118
TABLEAU 28 : FRAIS RÉCLAMÉS ET OCTROYÉS (AVEC TAXES)	137

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 2023-2032¹ (la Demande), en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi). La Demande est accompagnée de deux déclarations sous serment³.

[2] Le 2 novembre 2022, le gouvernement du Québec (le Gouvernement) adopte le *Décret 1697-2022 CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du Plan d'approvisionnement 2023-2032 d'Hydro-Québec* (le Décret)⁴.

[3] Le 11 novembre 2022, la Régie fait paraître un avis aux personnes intéressées sur son site internet⁵ et demande au Distributeur de le publier sur le sien ainsi que sur les plateformes multimédias appropriées. Ce dernier publie l'avis les 14 et 16 novembre 2022⁶.

[4] Par cet avis, la Régie informe les personnes intéressées qu'elle examinera les enjeux soulevés par la Demande en procédant par voie d'audience publique conformément aux dispositions des articles 25 et 26 de la Loi.

[5] Le 2 décembre 2022, quatorze personnes intéressées déposent leurs demandes d'intervention accompagnées de leurs budgets de participation, soit l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'AQPER, Bitfarms, la FCEI, la FQM, le GRAME, HIVE, la PNCW, Pow.RE, le RNCREQ, le ROEÉ et le RTIEÉ⁷.

¹ Pièce [B-0002](#).

² [RLRQ, c. R-6.01](#).

³ Pièces [B-0004](#) et [B-0005](#).

⁴ Pièce [B-0016](#).

⁵ Pièce [A-0003](#).

⁶ Pièce [B-0017](#).

⁷ Pièces [C-ACEFQ-0002](#), [C-ACEFQ-0003](#) et C-ACEFQ-0004, [C-AHQ-ARQ-0003](#), [C-AHQ-ARQ-0004](#) et C-AHQ-ARQ-0005, [C-AQCIE-CIFQ-0002](#), [C-AQCIE-CIFQ-0003](#) et C-AQCIE-CIFQ-0004, [C-AQPER-0002](#), [C-AQPER-0003](#) et C-AQPER-0004, [C-Bitfarms-0009](#), [C-Bitfarms-0010](#) et C-Bitfarms-0011, [C-FCEI-0003](#), [C-FCEI-0004](#) et C-FCEI-0005, [C-FQM-0001](#), [C-FQM-0002](#) et C-FQM-0003, [C-GRAME-0004](#), [C-GRAME-0005](#), et C-GRAME-0006, [C-HIVE-0011](#), [C-HIVE-0012](#) et C-HIVE-0013, [C-PNCW-0009](#), C-PNCW-0010 et [C-PNCW-0011](#), [C-POW-RE-0010](#), [C-POW-RE-0011](#) et C-POW-RE-0012, [C-RNCREQ-0004](#), [C-RNCREQ-0005](#) et C-RNCREQ-0006, [C-ROEÉ-0003](#), [C-ROEÉ-0004](#) et C-ROEÉ-0005, [C-RTIEÉ-0003](#), C-RTIEÉ-0004, et [C-RTIEÉ-0005](#).

[6] Le 19 janvier 2023, le Distributeur informe la Régie qu'il travaille à l'élaboration d'une nouvelle stratégie pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance. Cette stratégie devrait assurer un développement optimal des approvisionnements éoliens en réseau intégré. Selon le Distributeur, il serait opportun que cet enjeu soit examiné dans une seconde phase du plan d'approvisionnement 2023-2032 (le Plan)⁸. Le RTIEÉ recommande de ne pas accueillir cette demande du Distributeur⁹.

[7] Le 2 février 2023, la Régie rend sa décision D-2023-011¹⁰ portant sur les demandes d'intervention, les budgets de participation, le cadre d'examen et le calendrier de traitement de la phase 1. Dans cette décision, la Régie convient de traiter, dans une seconde phase (la phase 2), la stratégie du Distributeur pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance.

[8] Le 10 février 2023, la Régie transmet au Distributeur sa demande de renseignements (DDR) n° 1 portant sur la phase 1 du dossier¹¹.

[9] Le 27 février 2023, le Distributeur répond à la DDR n° 1 de la Régie¹².

[10] Le 6 mars 2023, l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'AQPER, Bitfarms, la FCEI, le GRAME, la PNCW, le RNCREQ, le ROEÉ et le RTIEÉ transmettent leurs DDR n° 1 au Distributeur. La journée même, le GRAME transmet sa DDR n° 2 au Distributeur¹³.

[11] Le 23 mars 2023, la Régie transmet sa DDR n° 2 au Distributeur¹⁴.

[12] Du 27 au 29 mars 2023, le Distributeur dépose ses réponses aux DDR des intervenants¹⁵.

⁸ Pièce [B-0039](#).

⁹ Pièce [C-RTIEÉ-0009](#).

¹⁰ Décision [D-2023-011](#).

¹¹ Pièce [A-0017](#).

¹² Pièces [B-0043](#) et B-0045 (fichier Excel ne pouvant être consulté).

¹³ Pièces [C-ACEFQ-0007](#), [C-AHQ-ARQ-0010](#), [C-AQCIE-CIFQ-0007](#), [C-AQPER-0007](#), [C-Bitfarms-0063](#), [C-FCEI-0007](#), [C-GRAME-0008](#) et [C-GRAME-0009](#), [C-PNCW-0014](#), [C-RNCREQ-0015](#), [C-ROEÉ-0008](#), [C-RTIEÉ-0011](#).

¹⁴ Pièce [A-0027](#).

¹⁵ Pièces [B-0055](#), [B-0056](#), B-0057 (fichier Excel ne pouvant être consulté), [B-0058](#), [B-0059](#), [B-0060](#), [B-0061](#), [B-0062](#), [B-0063](#), [B-0064](#), [B-0065](#), B-0066 (sous pli confidentiel), [B-0067](#) et [B-0068](#).

[13] Le 29 mars 2023, le Distributeur répond à la DDR n° 2 de la Régie¹⁶.

[14] Le 29 mars 2023, le RTIÉÉ transmet des commentaires à la Régie en soutien, notamment, à sa demande d'ordonnance relative à certaines réponses du Distributeur à sa DDR n° 1¹⁷.

[15] Le 30 mars 2023, l'AHQ-ARQ dépose sa DDR n° 2 au Distributeur¹⁸.

[16] Le 31 mars 2023, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, Bitfarms, la FCEI, le GRAME, le RNCREQ, le ROEÉ et le RTIÉÉ contestent certaines réponses du Distributeur à leurs DDR¹⁹ et demandent à la Régie d'ordonner à ce dernier de fournir les informations demandées.

[17] Le même jour, le Distributeur dépose son plan d'action et son échéancier préliminaires pour la stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine (IDLM)²⁰.

[18] Le 6 avril 2023, le Distributeur dépose ses commentaires sur les demandes d'ordonnances de l'AHQ-ARQ, de l'AQCIE-CIFQ, de Bitfarms, de la FCEI, du GRAME, du RNCREQ, du ROEÉ et du RTIÉÉ et apporte des précisions à certaines questions²¹.

[19] Les 5 et 11 avril 2023, le RNCREQ et le RTIÉÉ répliquent aux commentaires du Distributeur²².

[20] Le 11 avril 2023, l'AHQ-ARQ conteste certaines réponses du Distributeur à sa DDR n° 2 et demande à la Régie d'ordonner à ce dernier de fournir les informations demandées²³.

¹⁶ Pièces [B-0071](#), B-0072 (fichier Excel ne pouvant être consulté) et [B-0077](#) (version révisée).

¹⁷ Pièces [C-RTIÉÉ-0014](#).

¹⁸ Pièce [C-AHQ-ARQ-0014](#).

¹⁹ Pièces [C-AHQ-ARQ-0015](#), [C-AQCIE-CIFQ-0009](#), [C-Bitfarms-0066](#), [C-FCEI-0010](#), [C-GRAME-0011](#), [C-RNCREQ-0017](#), [C-ROEÉ-0013](#) et [C-RTIÉÉ-0016](#).

²⁰ Pièce [B-0074](#).

²¹ Pièces [B-0083](#) et [B-0084](#).

²² Pièces [C-RNCREQ-0020](#) et [C-RTIÉÉ-0021](#).

²³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0018](#).

[21] Le 14 avril 2023, le Distributeur dépose ses commentaires sur la demande d'ordonnance de l'AHQ-ARQ²⁴.

[22] Le 21 avril 2023, la Régie rend sa décision D-2023-051 portant sur les demandes d'ordonnances de l'AHQ-ARQ, de l'AQCIE-CIFQ, de Bitfarms, de la FCEI, du GRAME, du RNCREQ, du ROEÉ et du RTIEÉ relatives à certaines réponses du Distributeur à leurs DDR. Dans cette décision, la Régie « *exclut du présent dossier l'examen de la nouvelle stratégie de conversion des IDLM, ... reporte cet examen au prochain plan d'approvisionnement, ... ordonne au Distributeur de réaliser les suivis de son plan d'action et de procéder à la mise à jour de l'échéancier dans le cadre des états d'avancement du présent plan* »²⁵.

[23] Le 29 mai 2023, la Régie transmet aux participants les informations aux fins de l'audience qui se tiendra du 12 au 15 juin et du 20 au 22 juin 2023²⁶.

[24] Le 1^{er} juin 2023, le Distributeur fait suite à la correspondance de la Régie relative à la planification de l'audience. En outre, le Distributeur avise la Régie qu'il demande, à titre de moyens préliminaires, la radiation de certains extraits de la preuve de l'AHQ-ARQ et du RNCREQ, aux motifs que ces extraits traitent de sujets sur lesquels ces derniers n'ont pas été autorisés à intervenir et qui sont, en conséquence, hors du cadre fixé par la Régie pour le traitement du présent dossier²⁷.

[25] Le 5 juin 2023, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, Bitfarms, la FCEI, le GRAME, HIVE, la PNCW, le ROEÉ, le RNCREQ et le RTIEÉ transmettent à la Régie leur planification d'audience²⁸.

[26] Le 7 juin 2023, la Régie transmet aux participants les coordonnées de connexion et le calendrier de l'audience²⁹.

²⁴ Pièce [B-0096](#).

²⁵ Décision [D-2023-051](#).

²⁶ Pièce [A-0048](#).

²⁷ Pièce [B-0117](#).

²⁸ Pièces [C-AHQ-ARQ-0028](#), [C-AQCIE-CIFQ-0017](#), [C-Bitfarms-0076](#), [C-FCEI-0019](#), [C-GRAME-0026](#), [C-HIVE-0070](#), [C-PNCW-0017](#), [C-ROEÉ-0020](#), [C-RNCREQ-0033](#), [C-RTIEÉ-0029](#).

²⁹ Pièces [A-0049](#) et [A-0050](#).

[27] La Régie tient l'audience du 12 au 15 juin et du 20 au 22 juin 2023 et entame son délibéré le 22 juin 2023.

[28] La présente décision porte sur le fond de la phase 1 du dossier.

2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[29] La Régie prend acte de la prévision de la demande déposée par le Distributeur pour le réseau intégré.

[30] La Régie prend acte des bilans révisés en puissance et en énergie déposés par le Distributeur et lui demande de les mettre à jour en fonction des informations les plus contemporaines à sa disposition au moment du dépôt de sa preuve en phase 2.

[31] La Régie approuve la demande du Distributeur de ramener à zéro MW la quantité associée au solde du Bloc réservé prévu pour l'alimentation des clients assujettis au tarif CB.

[32] La Régie rejette la demande du Distributeur de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par les clients retenus au terme de l'A/P 2019-01. Ainsi, la Régie maintient un Bloc réservé de 32,6 MW pour la clientèle CB.

[33] La Régie approuve la demande du Distributeur lui permettant de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au Tarif de développement économique.

[34] La Régie prend acte de la prévision de la demande déposée par le Distributeur pour les réseaux autonomes.

[35] La Régie approuve le plan d'action du Distributeur ainsi que ses orientations relatives à la conversion des réseaux autonomes et lui demande de déposer un suivi de ce plan d'action dans le cadre des États d'avancement du Plan.

I. RÉSEAU INTÉGRÉ

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE

3.1 SCÉNARIO MOYEN EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

3.1.1 VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC

[36] Le Distributeur prévoit que les ventes d'électricité devraient atteindre 204,4 TWh en 2032, soit une croissance estimée à 24,9 TWh par rapport à 2022 représentant un taux de croissance annuel moyen de 1,3 %. Il importe de rappeler que la prévision des ventes régulières intègre l'impact des mesures d'efficacité énergétique estimé à 8,9 TWh à l'horizon du Plan.

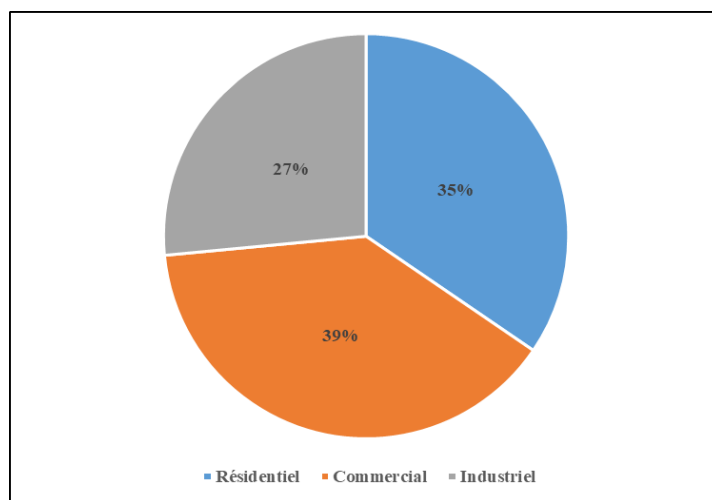
TABLEAU 1
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC

(TWh)	Plan 2023-2032											Croissance		
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	(TWh)	(%)	(% / an)
Résidentiel	70,2	70,9	71,8	72,0	72,6	73,3	74,4	74,9	76,0	77,2	78,8	8,6	12,3%	1,2%
Commercial	46,1	47,0	47,6	48,4	49,5	50,5	51,7	52,7	53,9	54,9	55,8	9,7	21,0%	1,9%
Commercial et institutionnel	40,0	40,7	41,3	41,9	42,7	43,6	44,8	45,8	46,9	47,9	48,7	8,7	21,8%	2,0%
Réseaux municipaux et Éclairage public	6,2	6,3	6,4	6,5	6,7	6,9	6,9	6,9	6,9	7,0	7,0	0,8	12,9%	1,2%
Industriel	63,2	63,7	64,7	66,1	66,9	67,6	68,4	68,6	68,9	69,2	69,8	6,6	10,4%	1,0%
Industriel PME	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	-0,1	-1,2%	-0,1%
Industriel grandes entreprises	55,1	55,6	56,6	58,0	58,9	59,6	60,3	60,6	60,9	61,3	61,8	6,7	12,2%	1,2%
Alumineries	24,6	25,1	25,2	25,2	25,2	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	0,7	2,8%	0,3%
Pâtes et papiers	10,2	9,9	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,5	9,4	9,3	9,2	-1,0	-9,8%	-1,0%
Pétrole et chimie	4,8	4,7	4,7	5,1	5,3	5,5	5,8	6,1	6,5	6,7	6,9	2,1	43,8%	3,7%
Mines	4,3	4,3	4,8	5,2	5,7	6,3	6,7	6,8	6,9	7,1	7,3	3,0	69,8%	5,4%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,2	7,7	7,8	8,3	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,6	1,4	19,4%	1,8%
Autres industrielles grandes entreprises	3,9	4,0	4,0	4,2	4,2	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,5	0,6	15,4%	1,4%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	179,5	181,6	184,1	186,5	189,0	191,4	194,4	196,3	198,7	201,3	204,4	24,9	13,9%	1,3%

Source : Pièce B-0009, tableau 3.1, p. 11.

[37] Le graphique suivant illustre la répartition de la croissance des ventes régulières sur la période 2023-2032.

RÉPARTITION DE LA CROISSANCE DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC
SUR L'HORIZON DU PLAN



Source : Pièce [B-0009](#), tableau 3.1, p. 11.

[38] La croissance des ventes sur l'horizon du Plan est significativement plus forte que celles anticipées dans le cadre des plans d'approvisionnement précédents.

TABLEAU 2
CROISSANCES DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC

	Croissance (TWh)	Croissance (%)	Croissance (% annuel)
Plan 2023-2032	24,9	13,9%	1,3%
Plan 2020-2029	12,4	7,2%	0,7%
Plan 2017-2026	7,6	4,5%	0,4%

Sources : Pièce [B-0009](#), tableau 5.1, dossier R-4110-2019, [B-0007](#), tableau 2.3, dossier R-3986-2016, tableau [B-0008](#), tableau 2A-3.

[39] L'augmentation du nombre d'abonnements résidentiels (+4,1 TWh) et du nombre de véhicules électriques (+5,2 TWh), ainsi que le taux de diffusion du chauffage électrique soutenu par les efforts de décarbonation constituent les principaux facteurs contribuant à la hausse des ventes du secteur résidentiel. En contrepartie, les mesures en efficacité énergétique (-3,6 TWh), le réchauffement climatique et la pénétration de la production photovoltaïque (-0,4 TWh) contribuent à la réduction des ventes³⁰.

³⁰ Pièce [B-0009](#), p. 13 et 14.

[40] En ce qui a trait au secteur commercial, l'augmentation des ventes de 9,7 TWh sur la période du Plan repose principalement sur les raisons suivantes : la montée en charge et le niveau de demande du secteur des centres de données (+5,1 TWh), la hausse des ventes en lien avec les activités de serriculture (+0,7 TWh), l'usage cryptographique en réseaux municipaux associé aux chaînes de blocs (+0,7 TWh)³¹ et l'électrification des transports (+2,5 TWh). En contrepartie, les mesures en efficacité énergétique (-3,1 TWh), le réchauffement climatique et la pénétration de la production photovoltaïque (-0,3 TWh) contribuent à la réduction des ventes. Les programmes de conversion à l'électricité et d'efficacité énergétique à l'intention des clients commerciaux et institutionnels sont pris en compte dans la prévision³².

[41] Pour ce qui est du secteur industriel, les secteurs émergents, tels que l'hydrogène et les biocarburants (+2,3 TWh) ainsi que les batteries (+1,6 TWh), contribuent à plus de la moitié de la croissance des ventes de ce secteur, estimée à 6,6 TWh à l'horizon du Plan.

[42] Les ventes associées aux secteurs émergents se répercutent notamment dans la croissance des ventes des sous-secteurs industriels suivants : Mines (+3,1 TWh), pétrole et chimie (+2,1 TWh), sidérurgie, fonte et affinages (+1,3 TWh), et ce, principalement à partir de l'année 2024.

[43] Contrairement aux prévisions antérieures, le Distributeur n'anticipe plus une réduction de la consommation des alumineries à partir de 2026, d'où un rehaussement des ventes (+1,8 TWh) à l'horizon du Plan.

[44] Finalement, la décroissance des ventes au secteur des pâtes et papiers s'explique en bonne partie par le contexte d'affaires difficile, notamment pour les médias écrits, et la rationalisation des activités qui devrait se poursuivre au cours des prochaines années (-1,1 TWh). Cependant, la demande plus soutenue pour les produits autres que le papier journal, durant la pandémie, a ralenti la décroissance anticipée au dernier plan³³.

³¹ Pour les ventes à ce sous-secteur sur son réseau, le Distributeur prévoit une légère croissance associée aux abonnements retenus à la suite de l'appel de propositions A/P 2019-01. Quant aux quantités résiduelles du Bloc réservé de 300 MW, soit environ 270 MW, aucun volume de vente n'est intégré à la prévision de la demande.

³² Pièce [B-0009](#), p. 14 à 16.

³³ Pièce [B-0009](#), p. 16 et 17.

Méthodologie – Préviation de la demande des sous-secteurs commerciaux et industriels

[45] Le Distributeur soutient que sa méthode de préviation basée sur des enveloppes de croissance demeure toujours appropriée pour estimer la demande des secteurs émergents, eu égard à l'adoption de la *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* (la Loi sur le plafonnement)³⁴. En vertu de cette loi, le ministre de l'Énergie, de l'Innovation et de l'Économie (le Ministre) exerce un pouvoir discrétionnaire relatif à une autorisation de distribution d'électricité ayant une puissance souscrite de 5 MW et plus.

[46] En ce qui a trait à la méthode de préviation basée sur des enveloppes de croissance, le Distributeur précise ce qui suit :

« L'approche par enveloppes de croissance se base sur plusieurs facteurs, notamment la consommation historique des clients actuels du secteur en question et les demandes de raccordement des futurs clients dont les projets sont caractérisés par un niveau d'avancement élevé. Le Distributeur tient également compte dans cette approche de l'évaluation des conditions de marché faite par les équipes qui sont en contact avec les clients éventuels.

Dans le cas des secteurs émergents, l'historique de consommation n'est pas suffisamment long pour pouvoir développer un modèle économétrique performant. Comme expliqué dans le paragraphe précédent, l'approche par enveloppes de croissance repose plutôt sur une compréhension qualitative des déterminants de la croissance de ces secteurs. Cette approche assure une stabilité de la préviation et permet d'éviter les choix arbitraires qui seraient nécessaires si la préviation était basée sur une agrégation de consommation de clients ou de projets qui, de l'avis du Distributeur, pourrait mener à une forte surestimation de la croissance de la demande. Or, de tels choix arbitraires sont jugés plus importants pour ces secteurs moins matures et assujettis à un engouement pouvant être volatil.

Le Distributeur est d'avis que la stabilité inhérente à cette approche constitue un atout dans un environnement changeant puisque celle-ci est moins sensible à des chocs structurels comme des changements de tarification ou d'encadrement, notamment une modification législative comme la Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à

³⁴ [LQ 2023, c. 1.](#)

accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité. Ces changements n'affectent pas les décisions d'affaires des clients de la même manière et, dans ce contexte, une prévision par client serait encore plus incertaine si une telle approche de prévision était utilisée.

Pour les raisons exposées ci-dessus, le Distributeur est donc d'avis que l'approche par enveloppes de croissance est toujours appropriée pour établir les prévisions sectorielles et plus particulièrement celles des secteurs émergents »³⁵. [nous soulignons], [note de bas de page omise]

3.1.2 BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[47] Les besoins en énergie visés par le Plan sont obtenus en ajoutant les pertes de distribution et de transport, communément appelées les pertes globales, à la consommation sur le réseau intégré³⁶.

TABLEAU 3
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

(TWh)	Plan 2023-2032										
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ventes Régulières au Québec	179,5	181,6	184,1	186,5	189,0	191,4	194,4	196,3	198,7	201,3	204,4
+ Énergie interruptible	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
+ Effacement chaîne de blocs	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan	179,9	181,8	184,3	186,7	189,2	191,6	194,9	196,7	199,2	201,8	204,9
+ Pertes de transport et de distribution	12,9	13,4	13,5	13,7	13,9	14,1	14,3	14,4	14,6	14,8	15,0
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	192,8	195,2	197,8	200,4	203,1	205,6	209,2	211,2	213,8	216,6	220,0

Source : Pièce [B-0009](#), tableau 5.1, p. 19.

[48] Tel qu'indiqué au tableau suivant, l'ajout des véhicules électriques, les secteurs émergents et le chauffage des espaces représentent des impacts majeurs sur la croissance

³⁵ Pièce [B-0131](#).

³⁶ La consommation visée par le Plan est obtenue en additionnant aux ventes prévues, l'énergie interruptible et l'usage interne, soit la consommation d'électricité d'Hydro-Québec pour ses bâtiments et ses chantiers et en soustrayant les ventes dans les réseaux autonomes et la demande alimentée par les groupes électrogènes mobiles, aussi appelées la consommation hors réseau intégré.

des besoins en puissance. En contrepartie, les autres usages et le photovoltaïque diminuent de façon importante les besoins en puissance.

TABLEAU 4
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	Plan 2023-2032											
	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2021-2032
Véhicules électriques	90	120	166	223	298	386	510	688	940	1 282	1 799	1 709
Secteurs émergents	526	566	642	809	1 019	1 171	1 337	1 478	1 639	1 745	1 855	1 329
Centres de données	128	141	152	177	256	335	413	492	568	635	688	560
Hydrogène/Biométhanisation	0	0	12	34	49	66	114	162	226	259	293	293
Serres	184	170	211	244	261	292	319	328	344	345	363	179
Filière batterie	0	0	2	74	145	150	155	160	165	170	175	175
Chaînes de blocs	214	255	265	280	308	328	336	336	336	336	336	122
Chauffage des espaces	18 281	18 450	18 647	15 464	18 947	19 062	19 144	19 211	19 250	19 283	19 318	1 037
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 949	15 092	15 209	15 308	15 380	15 439	15 475	15 502	15 531	910
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 698	372	3 738	3 754	3 764	3 772	3 775	3 781	3 787	127
Industriel	8 691	8 455	8 508	8 661	8 797	8 873	8 961	9 014	9 063	9 101	9 149	458
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 056	206	2 069	2 079	2 096	2 100	2 110	2 122	2 140	125
Photovoltaïque	0	0	-1	-1	-2	-4	-4	-5	-5	-5	-4	-4
Autres usages	10 062	10 223	10 102	9 971	9 832	9 753	9 693	9 671	9 630	9 566	9 440	-622
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	39 665	39 851	4 012	40 535	40 959	41 321	41 735	42 156	42 627	43 094	43 696	4 031

Note : 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.

Source : Pièce [B-0009](#), tableau 5.3, p. 21.

[49] L'AHQ-ARQ est préoccupé par la hausse des besoins en puissance à la pointe attribuable à la croissance du parc de véhicules électriques sur l'horizon du Plan. L'intervenant souligne que les prévisions du Distributeur supposent que le profil de recharge historique demeure inchangé sur l'horizon du Plan. En outre, le Distributeur ne prévoit le développement d'aucun contrôle ou incitatif pour déplacer la période de recharge vers les heures où la demande globale est plus basse, malgré la relative facilité de cet exercice.

[50] Il recommande que la Régie demande au Distributeur de déposer, lors de l'État d'avancement 2023, un plan d'action (en termes de tarification, technologies chez les clients, etc.) visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités et, principalement sur la demande en puissance. Conséquemment, le Distributeur devra fournir une prévision de la puissance qui peut être déplacée des heures de forte charge vers les heures de moindre charge et ainsi limiter les besoins pour de nouveaux approvisionnements de long terme.

[51] D'ici là, l'AHQ-ARQ invite la Régie à faire preuve de prudence dans l'approbation de nouveaux approvisionnements de long terme en puissance, sachant que la prévision de la recharge des véhicules électriques peut être surestimée au moment des pointes journalières³⁷.

[52] Après avoir pris en compte le contexte du Décret et des nouvelles obligations et exigences imposées par la Loi sur le plafonnement dans son analyse de la demande du Distributeur, la FCEI conclut :

- Que la prévision présentée par le Distributeur relativement aux centres de données, à la production d'hydrogène vert et à l'électrification des transports est inadéquate et surévalue significativement les besoins en énergie et en puissance;
- Que cette surévaluation altère l'équilibre des bilans et l'évaluation des coûts évités³⁸.

[53] La FCEI recommande que les besoins relatifs aux centres de données soient limités à ceux découlant de la croissance de la consommation des abonnements existants et des nouveaux abonnements de moins de 5 MW. Elle évalue ces besoins à 0,6 TWh et à 78 MW sur l'horizon du Plan pour les raisons suivantes :

- Les centres de données ne font pas partie des filières stratégiques figurant au Décret;
- La majeure partie de la demande des centres de données provient de projets excédant le seuil de 5 MW³⁹. Ainsi, une part importante de l'enveloppe de croissance prévue par le Distributeur devra de toute évidence faire l'objet d'une approbation de la part du Gouvernement;
- La Loi sur le plafonnement exige que le Ministre tienne compte des retombées économiques, sociales et environnementales lors de l'analyse de demandes de plus de 5 MW. Or, il n'existe aucune étude au dossier permettant de conclure que les centres de données seront en mesure de rencontrer une éventuelle exigence gouvernementale en termes de retombées économiques. De plus, le Distributeur indique ne pas juger utile de mettre à jour cette analyse;
- Le Distributeur indique ne pas pouvoir spéculer sur les décisions qui seront prises par le gouvernement pour les projets de plus de 5 MW, tout en présumant que 4,1 TWh de projets iront de l'avant.

³⁷ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 18 à 21.

³⁸ Pièce [C-FCEI-0018](#), p. 3.

³⁹ En réponse à une question de la FCEI, le Distributeur confirme que seulement 14 % de la demande de puissance actuelle est associée à des projets pour lesquels la puissance disponible est inférieure à 5 MW (pièce [B-0061](#), R-1.8).

[54] Puisque le Distributeur confirme avoir pris en compte, de manière marginale, la contribution du secteur de l'hydrogène vert à la gestion de la demande de puissance, la FCEI recommande de réduire les besoins en puissance relatifs à cette filière de 147 MW.

[55] La FCEI soumet qu'il est également impératif que le Distributeur déploie des efforts importants pour favoriser l'implantation de la technologie de la recharge bidirectionnelle de véhicules électriques⁴⁰. Selon, l'intervenante, en plus d'offrir une source d'énergie d'appoint en cas de panne de courte durée, cette technologie présente un potentiel considérable relatif à la gestion de la pointe et des approvisionnements, ainsi qu'à l'égard des bénéfices financiers significatifs qui pourraient en résulter pour le Distributeur et sa clientèle. La FCEI soumet que le Distributeur doit en évaluer le potentiel de manière prioritaire et élaborer des moyens pour en favoriser l'adoption.

[56] La FCEI demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de soumettre, dans les six mois suivant sa décision dans le présent dossier, une évaluation du potentiel de déplacement de charge de cette technologie ainsi qu'un plan d'action visant son adoption et son déploiement, puis d'exiger un suivi de sa mise en œuvre au prochain dossier tarifaire et annuellement par la suite.

[57] Selon le ROEE, les prévisions des ventes sur l'horizon du Plan sous-estiment les besoins de la clientèle résidentielle, commerciale et institutionnelle parce qu'elles omettent de prendre en compte les orientations réglementaires des municipalités québécoises qui désirent décarboner le chauffage des bâtiments sur leur territoire.

[58] Le Distributeur maintient que sa prévision de la demande est centrée et ne reflète pas les cas de demandes extrêmes, qu'ils soient forts ou faibles. Il ajoute que les fourchettes d'encadrement donnent une orientation sur les différentes possibilités de déviation par rapport à cette trajectoire centrée.

[59] Le Distributeur soutient que sa prévision constitue un tout cohérent dont les composantes doivent être analysées de façon globale. La prévision prend en considération l'ensemble des éléments qui peuvent avoir des effets contraires et leurs interactions.

⁴⁰ Technologie permettant de renverser le flux électrique et d'alimenter la maison en électricité à partir de l'électricité emmagasinée dans la batterie du véhicule.
Pièce [C-FCEI-0018](#), p. 8 et 9.

[60] Le Distributeur soutient que la méthode de prévision par enveloppes de croissance :

- Est adéquate et appropriée pour établir les prévisions sectorielles et plus particulièrement celles des secteurs émergents;
- Assure une stabilité et permet d'éviter des choix arbitraires qui seraient nécessaires si la prévision était basée sur une agrégation de consommation de clients ou de projets;
- Offre une stabilité inhérente qui représente un atout dans un environnement changeant, notamment lors d'une modification législative comme la Loi sur le plafonnement.

[61] De plus, le Distributeur intègre dans sa prévision les récentes initiatives municipales de décarbonation.

Opinion de la Régie

[62] La Régie traitera des moyens pour mitiger la hausse de la demande en puissance attribuable à la croissance du parc de véhicules électriques à la section 4.2 de la présente décision.

[63] La FCEI remet en question la prévision de la demande pour les centres de données sur l'horizon du Plan. La Régie rappelle que l'annonce de deux projets soumis par Google et Microsoft, représentant environ 550 MW, comportait l'assurance d'obtenir l'énergie demandée, « *du moins dans les phases initiales* »⁴¹. Ces projets avaient été soumis avant l'adoption de la Loi sur le plafonnement. Dans ce contexte, la Régie juge que la croissance de ce secteur d'activités demeure vraisemblable. **En conséquence, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI de limiter les besoins relatifs aux centres de données à ceux découlant de la croissance de la consommation des abonnements existants et des nouveaux abonnements de moins de 5 MW.**

[64] La Régie rappelle que les bilans en puissance du Distributeur présentent les besoins avant l'application des moyens de gestion de la demande de puissance (GDP). **Ainsi, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI de réduire la prévision de la demande en puissance de certains secteurs d'activités de l'équivalent des moyens de GDP qui pourraient être mis en place pour ces secteurs.**

⁴¹ Pièce [B-0139](#).

[65] La Régie prend acte que le Distributeur intègre dans sa prévision les récentes initiatives municipales de décarbonation et qu'il accompagnera la ville de Montréal dans ses efforts d'amélioration de l'efficacité énergétique de ses bâtiments, comme il le fait pour l'ensemble de ses clients⁴².

[66] La Régie prend acte de la prévision de la demande déposée par le Distributeur pour le réseau intégré.

[67] La Régie note que le Distributeur estime que la méthode de prévision par enveloppes de croissance demeure adéquate et appropriée pour établir les prévisions sectorielles et plus particulièrement celles des secteurs émergents. Le suivi de la performance prévisionnelle des modèles de prévision permettra d'apprécier cette affirmation du Distributeur.

[68] Compte tenu des nombreuses questions soulevées, la Régie juge utile de prévoir la tenue d'une séance de travail portant sur la méthodologie de la prévision de la demande, incluant les enveloppes de croissance et les améliorations apportées au fil des ans, à la suite du dépôt du prochain plan d'approvisionnement.

3.2 MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[69] La diminution de la consommation d'électricité des clients du Distributeur a un impact direct sur ses besoins d'approvisionnement, particulièrement pendant les périodes de pointe du réseau.

[70] Dans son Plan, le Distributeur prévoit atteindre 8,9 TWh d'efficacité énergétique sur la période 2023-2032. L'énergie économisée résultant de ces efforts est prise en compte dans la croissance prévue de la demande sur l'horizon du Plan⁴³ :

« L'efficacité énergétique contribue aux bilans d'énergie et de puissance en réduisant la demande d'électricité. L'impact estimé de l'efficacité énergétique est pris en compte dans la prévision des besoins présentée à la [section 5 de la pièce B-0009].

Pour ce qui concerne les activités en efficacité énergétique du Distributeur, ce dernier prévoit poursuivre la commercialisation de ses programmes existants et accélérer le

⁴² Pièce [B-0067](#), p. 4 et 5, réponses aux questions 2.1 et 2.4.

⁴³ Pièce [B-0007](#), p. 10.

déploiement de certaines nouvelles initiatives qui s'appuient sur les trois leviers suivants :

- l'offre d'appuis financiers ;
- le soutien à la gestion de l'énergie ;
- les activités de sensibilisation et de formation.

Des campagnes marketing viseront à accroître la notoriété des programmes du Distributeur et à encourager la participation et l'adoption d'habitudes de consommation responsables en mettant notamment en valeur les avantages environnementaux et économiques de l'efficacité énergétique »⁴⁴.

TABLEAU 5
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE EN EFFICACITÉ
ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Secteurs											
Résidentiel	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Commercial	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Industriel	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Total	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,8	0,7

Source : Pièce [B-0009](#), p. 45, tableau 9.13.

[71] Le tableau suivant présente le plan de développement des interventions en économie d'énergie (IEÉ) pour les clientèles Résidentielle, Affaires et Autres :

TABLEAU 6
PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES IEÉ POUR LES CLIENTÈLES RÉSIDENTIELLE,
AFFAIRES ET AUTRES

Clientèle	Interventions en économie d'énergie
Clientèle résidentielle	<ul style="list-style-type: none"> > Poursuivre la mise en marché du nouvel <i>Outil de performance énergétique</i> et le développement de nouvelles fonctionnalités > Accroître les activités de formation dans les établissements d'enseignement et dans les médias sociaux > Mettre en marché une Offre globale évolutive avec appuis financiers pour encourager l'implantation de certaines mesures rentables (thermopompes, accumulateurs de chaleur, panneaux solaires pour piscine, etc.) pour les bâtiments existants et les nouvelles constructions > Relancer progressivement le programme de remplacement de réfrigérateurs pour les ménages à faible revenu en collaboration avec les associations de consommateurs

⁴⁴ Pièce [B-0011](#), p. 24.

Clientèle	Interventions en économie d'énergie
Clientèle affaires	<ul style="list-style-type: none"> > Poursuivre l'analyse en cours visant à maximiser l'efficacité énergétique dans les serres par le biais d'aides financières optimisées > Faire connaître les nouveaux volets de <i>Solutions efficaces (Analyse énergétique et Petites entreprises)</i> ainsi que l'offre de rémunération incitative auprès des partenaires et agrégateurs de projets pour augmenter les taux de participation > Lancer le programme <i>Gestion de l'énergie recommissioning et entretien</i> visant le secteur affaires (sauf ceux au tarif L) > Améliorer la commercialisation des programmes affaires (outils de vente, commercialisation ciblée, accompagnement, participation aux événements de marché et webinaires, etc.)
Autres	<ul style="list-style-type: none"> > Simplifier le processus de soumission de projets (interface-client conviviale, fonctionnalités de libre-service, application mobile) > Accroître la complémentarité entre les programmes des différents acteurs impliqués de manière à maximiser leur impact global > Poursuivre les travaux auprès des organismes responsables afin de faire évoluer les normes et codes du bâtiment en matière d'efficacité énergétique > Poursuivre la veille technologique et commerciale pour identifier de nouvelles opportunités > Poursuivre les projets d'innovation et de démonstration technologiques ainsi que de simulations énergétiques avec le LTÉ > Lancer un projet pilote pour l'offre de certificats d'énergie renouvelable (CER) à la clientèle affaires

Source : Pièce [B-0020](#), p. 24 et 25, tableau 3.8.

3.2.1 NOUVEAUX PROGRAMMES

La nouvelle offre LogisVert

[72] Le Distributeur prévoit mettre en place diverses mesures pour optimiser la consommation d'énergie de la clientèle résidentielle. Notamment, il prévoit lancer prochainement le programme LogisVert, le nouveau nom attribué à l'Offre globale évolutive :

« ..., l'Offre globale évolutive a maintenant un nom, ça s'appelle LogisVert. ... c'est directement Hydro-Québec dans ses activités d'efficacité énergétique, là, qui commercialise et développe, là, ce programme-là. Il est présentement, là, en pré-lancement, on peut même aller le consulter, là, dès maintenant sur notre site Internet. Vous allez pouvoir, là, avoir l'ensemble des détails des technologies, dont justement les thermopompes, géothermie, accumulateur de chaleur, qui va s'y retrouver. On avait aussi un programme de thermopompe efficace qui va d'ailleurs s'y retrouver également »⁴⁵.

⁴⁵ Pièce [A-0053](#), NS volume 3, p. 67 et 68.

[73] Le Distributeur précise également que le programme LogisVert est développé en lien avec l'atteinte de l'objectif de 8,9 TWh en efficacité énergétique sur l'horizon du Plan.

« Par contre, la beauté d'un tel programme, on appelle ça un programme parapluie, là, qu'on peut mettre un ensemble de mesures dans un même programme puis ça sera à nous à réévaluer l'ensemble des mesures qui ont un potentiel intéressant qu'on va pouvoir faire évoluer, là, LogisVert en fonction des nouvelles technologies ou du contexte énergétique au fur et à mesure qu'on va avancer à travers le temps. Il n'est pas exclu qu'un moment donné ce programme-là va nous permettre, là, de peut-être même dépasser l'objectif qu'on a présentement. Mais à l'heure actuelle, c'est plus en lien notre plan actuel »⁴⁶.

Réduction de la demande en puissance

[74] Dans le but de réduire la demande en puissance, le Distributeur prévoit bonifier son offre pour les clients résidentiels et commerciaux. Différentes options sont en cours d'analyse et seront mises en œuvre progressivement, si nécessaire, tout au long de la période du Plan. Ces options visent principalement à fournir aux clients inscrits différentes possibilités de tarification dynamique ou de GDP, en subventionnant l'installation d'équipements permettant d'optimiser leur consommation d'électricité. Ces nouvelles offres viendront s'ajouter aux offres existantes, telles que les chauffe-eaux à trois éléments et les accumulateurs thermiques centraux, déjà encouragés par le Distributeur⁴⁷.

TABLEAU 7
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN PUISSANCE
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

En MW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
Total	135	168	168	168	167	172	172	177	159	143	129

Source : Pièce [B-0009](#), p. 45, tableau 9.14.

⁴⁶ Pièce [A-0054](#), NS volume 4, p. 40.

⁴⁷ Pièce [B-0020](#), p. 25.

3.2.2 RÉVISION DES CIBLES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[75] Dans un communiqué de presse émis le 4 avril 2023, Hydro-Québec annonce son intention de rehausser significativement ses cibles d'efficacité énergétique sur l'horizon du Plan. Elle précise notamment ce qui suit :

« En collaboration avec des experts, des expertes et des organisations de différents horizons, Hydro-Québec lance une démarche en vue de déterminer les solutions de toutes natures qui permettront au Québec de se doter de cibles ambitieuses pour se rapprocher du plein potentiel d'efficacité énergétique, estimé à 25 TWh »⁴⁸.

[76] En ce qui a trait à l'incidence prévue de cette augmentation des cibles d'efficacité énergétique sur les prévisions de la demande à long terme, le Distributeur précise :

« Dans son communiqué de presse [émis le 4 avril 2023], Hydro-Québec annonçait le lancement d'une « démarche en vue de déterminer les solutions de toutes natures qui permettront au Québec de se doter de cibles ambitieuses pour se rapprocher du plein potentiel d'efficacité énergétique, estimé à 25 TWh ». Au moment de la préparation des réponses à la présente demande de renseignements, le Distributeur précise que la démarche initiée en avril 2023 n'est toujours pas terminée. Dans le cadre de cette même démarche, le Distributeur s'affaire à quantifier le potentiel des mesures et à identifier les leviers nécessaires afin de les réaliser.

Selon l'avancement des travaux, le Distributeur pourrait intégrer une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique dans l'État d'avancement 2023, dans la mesure où, de son point de vue, cette trajectoire est réaliste et qu'elle puisse se matérialiser à l'horizon du Plan »⁴⁹.

[77] Le ROEE souligne que l'étude de potentiel technico-économique (PTÉ) en économie d'énergie actuellement utilisée par le Distributeur, bien que datant de 2021, repose sur les coûts évités qui ont été calculés en 2013. Par conséquent, le Distributeur n'a pas démontré que le PTÉ évalué à 25 TWh demeure toujours valable pour définir ses futures cibles d'efficacité énergétique⁵⁰.

⁴⁸ [Communiqué de presse du 4 avril 2023](#) et [pièce B-0140](#), p. 6 (par. 22) à p. 7 (par. 28).

⁴⁹ Pièce [B-0115](#), p. 21.

⁵⁰ Pièce [C-ROEE-0035](#), p. 16.

[78] Selon le ROEÉ, la preuve est à l'effet que le PTÉ en énergie pourrait s'élever à plus du double de 25 TWh en considérant la hausse des coûts évités.

[79] À la suite de ces constats, le ROEÉ recommande de ne pas attendre la prochaine étude du PTÉ en économie d'énergie, prévue en 2031, mais de procéder immédiatement à sa mise à jour pour refléter l'augmentation actuelle des coûts évités. Le ROEÉ demande également que le Distributeur soumette une version révisée de ses efforts en efficacité énergétique pour évaluer si ces mesures pourraient compenser les besoins énergétiques sous-estimés, voire les dépasser. Le ROEÉ souhaite que cette version révisée soit prise en compte dans le cadre de l'examen du Plan⁵¹.

[80] Le RNCREQ soumet que les réponses données par le Distributeur⁵² sur la quantification de l'impact anticipé du rehaussement des cibles d'efficacité énergétique ne sont pas satisfaisantes pour que la Régie approuve les prévisions de la demande du Distributeur dans la phase 1.

[81] Selon l'intervenant, la Régie ne peut approuver la prévision de la demande si l'apport prévu en efficacité énergétique dépasse déjà les 8,9 TWh d'ici 2032. Il remet également en question l'utilité d'une décision de la Régie qui avaliserait des prévisions connues comme étant inexactes. Il soumet enfin qu'une estimation trop conservatrice en efficacité énergétique pourrait entraîner de nouveaux surplus d'approvisionnement, comme cela s'est déjà produit dans le passé.

[82] Le RNCREQ recommande conséquemment que le Distributeur révise ses prévisions de la demande, ainsi que le bilan en énergie et en puissance du Plan et ce, afin de tenir compte du rehaussement significatif de la cible qu'il a annoncé en matière d'efficacité énergétique. Ces révisions devraient également être déposées lors de l'examen de la stratégie pour l'acquisition d'approvisionnement additionnels (phase 2)⁵³.

[83] Le RTIEÉ recommande que le Distributeur dépose une mise à jour de sa croissance prévue de la demande pour la période 2023-2032 avant que la Régie rende sa décision relative à l'approbation du Plan. Cette mise à jour devrait inclure non seulement la prévision de la demande, mais aussi la nouvelle prévision gouvernementale 2023-2032 de 25 TWh

⁵¹ Pièce [C-ROEÉ-0035](#), p. 18.

⁵² Dans sa réponse à la question 6.1 de la DDR n° 4 de la Régie, pièce [B-0115](#), p. 21, ainsi que lors du contre-interrogatoire du RNCREQ, le 13 juin 2023, pièce [A-0052](#), NS volume 3, p. 206 à 208.

⁵³ Pièce [C-RNCREQ-0046](#), p. 6.

(au lieu de 8,9 TWh) en efficacité énergétique, ainsi qu'une mise à jour corrélative de la prévision 2022-2032 en gains d'efficacité en puissance.

[84] Le RTIEÉ encourage également le Distributeur à soumettre de telles mises à jour de sa prévision et des résultats en efficacité lors des états d'avancement annuels de ce Plan⁵⁴.

[85] Bien qu'il exprime son intention de considérablement augmenter ses objectifs d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan dans le communiqué de presse émis le 4 avril 2023, le Distributeur clarifie que les 25 TWh ne constituent pas le nouvel objectif, mais plutôt un PTÉ établi en 2020 vers lequel il souhaite se rapprocher⁵⁵.

[86] Il précise également que ce communiqué de presse annonce surtout le lancement d'une démarche visant à déterminer les solutions pour atteindre le plein potentiel d'efficacité énergétique. Dans le cadre de ses travaux débutés en avril 2023, le Distributeur s'efforce de quantifier le potentiel des mesures et d'identifier les leviers nécessaires pour tendre vers un PTÉ réalisable. Le Distributeur prévoit intégrer dans la prévision de la demande les quantités qui seront basées sur des hypothèses centrées et uniquement sur ce qui est réaliste dans le cadre du Plan, tout en rappelant la distinction entre PTÉ et PTÉ réalisable :

« ... il faut comprendre la définition d'un potentiel technico-économique, c'est différent d'un potentiel technico-économique réalisable. ... L'idée, c'est qu'au-delà du potentiel technico-économique, il faut se questionner qu'est-ce qui est vraiment réalisable à travers ce potentiel-là?

Ça fait que même si demain matin, par exemple, on arriverait à un potentiel technico-économique de trente térawattheures (30 TWh), il y a des freins à l'atteinte de ce trente térawattheures (30 TWh), puis c'est ça qu'il faut déterminer pour savoir qu'est-ce qui est vraiment réaliste d'atteindre comme objectif d'efficacité énergétique.

Puis hier, j'avais cité, là, quelques exemples de freins. On peut penser à la rentabilité pour le client dans le cadre de ses projets d'efficacité énergétique, la disponibilité de la main-d'œuvre, toute la chaîne d'approvisionnement des équipements. On peut aussi penser à la capacité d'investissement des entreprises. Ça fait qu'il y a beaucoup d'éléments qui font en sorte que c'est utopique de penser qu'on va atteindre le plein potentiel – potentiel technico-économique »⁵⁶.

⁵⁴ Pièces [C-RTIEÉ-0028](#), Section 1.2, p. 9 à 17 et [C-RTIEÉ-0032](#), p. 6 et 7.

⁵⁵ Pièce [B-0140](#), p. 6 (par. 22 et 23).

⁵⁶ Pièce [A-0054](#), NS volume 4, p. 18.

[87] Par ailleurs, le Distributeur souligne que bien qu'il existe une relation positive directe entre les coûts évités et le PTÉ, il faut également tenir compte, notamment, du coût des mesures et des équipements, lesquels peuvent augmenter parallèlement avec les coûts évités. En outre, selon le Distributeur, il n'est pas démontré que le signal des coûts évités en date d'aujourd'hui diffère de celui résultant de la méthode autorisée en 2013, dont les valeurs sont indexées annuellement⁵⁷.

Opinion de la Régie

[88] La Régie rappelle que sa compétence en matière d'efficacité énergétique a été substantiellement modifiée par l'effet combiné de la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*⁵⁸ et de la *Loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification*⁵⁹ (le PL n° 44).

[89] D'une part, les budgets du Plan global en efficacité énergétique (PGEE) du Distributeur, qui étaient auparavant examinés dans le cadre de dossiers tarifaires, ne le seront pas avant 2025. D'autre part, la Régie n'a plus compétence pour approuver les programmes et les mesures d'efficacité énergétique du Distributeur, ni l'apport financier nécessaire à leur réalisation, en vertu de l'article 85.41 de la Loi.

[90] La décision D-2019-088, laquelle comporte plusieurs suivis ordonnés par la Régie, a été rendue en fonction de la compétence de cette dernière avant lesdites modifications législatives.

[91] Ces suivis ont aussi fait l'objet des décisions D-2020-055 et D-2020-072, ayant été publiées avant l'entrée en vigueur du PL n° 44, le 1^{er} novembre 2020.

[92] Dans le cadre de l'examen du Plan, la compétence de la Régie est limitée à prendre connaissance des mesures d'efficacité énergétique prévues par le Distributeur, ainsi que la quantification globale des économies d'énergie associées à ces mesures, incluse à son bilan énergétique, à l'horizon du Plan. Le caractère adéquat de ces mesures et le coût qui y est associé relèvent dorénavant du Gouvernement et du Ministre, selon les fonctions qui leur sont dévolues en vertu du PL n° 44.

⁵⁷ Pièce [A-0054](#), NS volume 4, p. 15 à 17.

⁵⁸ [LQ 2019, c. 27](#).

⁵⁹ [LQ 2020, c. 19](#).

[93] En conséquence, la Régie prend acte que la prévision de la demande tient compte d'une réduction de 8,9 TWh résultant des mesures d'efficacité prévues au Plan.

[94] La Régie prend acte également de l'intention du Distributeur de réviser à la hausse ses cibles d'efficacité énergétique sur l'horizon du Plan dans le but de tendre vers la réalisation du PTÉ évalué à 25 TWh, telle qu'annoncée par Hydro-Québec dans son communiqué de presse du 4 avril 2023⁶⁰.

[95] À l'instar du Distributeur, la Régie estime qu'il est prématuré de réviser immédiatement la prévision des contributions annuelles en énergie et en efficacité énergétique sur la prévision de la demande du Plan. Compte tenu de l'impact significatif d'une telle révision sur les stratégies d'approvisionnements du Distributeur, elle encourage le Distributeur à poursuivre ses démarches visant à déterminer les solutions qui lui permettront d'atteindre le plein PTÉ d'efficacité énergétique réalisable.

[96] La Régie considère qu'il est néanmoins essentiel de suivre l'évolution de la contribution annuelle en économie d'énergie des mesures d'efficacité énergétique dans le cadre du Plan. La Régie prend acte de l'intention du Distributeur d'intégrer une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique dans l'État d'avancement 2023.

[97] Par conséquent, la Régie demande au Distributeur de soumettre, dans l'État d'avancement 2023, une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan. De plus, la Régie demande au Distributeur de fournir, dans les États d'avancement du Plan ainsi que dans le prochain plan d'approvisionnement, les informations concernant la prévision annuelle des économies d'énergie résultant de ses IEÉ, pour les secteurs résidentiels, commercial et industriel. Ces informations doivent être présentées sous la forme des tableaux 9.12 à 9.14 de la pièce B-0009⁶¹.

[98] Enfin, la Régie demande au Distributeur de déposer dans les états d'avancement du Plan un compte rendu du déploiement de la nouvelle offre LogisVert dont les mesures et technologies destinées à la clientèle résidentielle.

⁶⁰ Pièce [B-0140](#), p. 6 (par. 24), et [Communiqué de presse d'Hydro-Québec du 4 avril 2023](#).

⁶¹ Pièce [B-0009](#), p. 45, tableaux 9.12 à 9.14.

3.3 ALÉAS DE LA DEMANDE

[99] La prévision de la demande découle de scénarios de prévision des besoins en énergie et en puissance, à conditions climatiques normales, qui sont soumis à des aléas globaux combinant l'aléa climatique et l'aléa sur la demande prévue.

[100] Le tableau suivant présente l'évolution de l'aléa de la demande en énergie depuis le plan d'approvisionnement précédent.

TABLEAU 8
ÉVOLUTION DE L'ALÉA FORT DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE

Aléa d'un écart type (TWh)	Plan 2023-2032												
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Aléa global	s.o.	s.o.	s.o.	3,4	3,7	3,8	4,5	5,2	6,0	6,9	7,6	8,2	8,7
Aléa sur la demande prévue	s.o.	s.o.	s.o.	2,2	2,5	2,7	3,6	4,4	5,3	6,3	7,1	7,7	8,2
Aléa climatique	s.o.	s.o.	s.o.	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9

Aléa d'un écart type (TWh)	Plan 2020-2029												
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Aléa global	3,7	4,2	4,7	4,9	5,2	5,4	6,9	7,7	8,2	8,4	s.o.	s.o.	s.o.
Aléa sur la demande prévue	3,0	3,6	4,1	4,4	4,6	4,8	6,5	7,3	7,8	8,0	s.o.	s.o.	s.o.
Aléa climatique	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	s.o.	s.o.	s.o.

Note : Les cellules hachurées identifient les années 1 à 5 de l'horizon des plans d'approvisionnement. Les aléas de ces années sont pris en compte dans le critère de fiabilité en énergie du Distributeur.

Sources : Dossier R-4110-2019, pièce [B-0007](#), tableau 2.5, p. 36, et dossier R-4210-2022, pièce [B-0009](#), tableau 6.3, p. 26.

[101] L'aléa global de la demande en énergie du Plan est inférieur à celui du plan d'approvisionnement précédent pour les quatre premières années.

[102] Le tableau suivant présente l'évolution de l'aléa de la demande en puissance depuis le plan d'approvisionnement précédent.

TABLEAU 9
ÉVOLUTION DE L'ALÉA FORT DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

Aléa d'un écart type (MW)	Plan 2023-2032									
	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Aléa global	1 800	1 850	1 900	1 960	2 020	2 100	2 180	2 250	2 300	2 360
Aléa sur la demande prévue	530	640	710	830	930	1 080	1 190	1 290	1 370	1 440
Aléa climatique	1 720	1 740	1 760	1 780	1 800	1 810	1 820	1 840	1 850	1 860

Aléa d'un écart type (MW)	Plan 2020-2029									
	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Aléa global	1 800	1 850	1 939	2 010	2 090	2 160	2 210	s.o.	s.o.	s.o.
Aléa sur la demande prévue	850	930	1 060	1 170	1 280	1 370	1 420	s.o.	s.o.	s.o.
Aléa climatique	1 580	1 600	1 620	1 640	1 660	1 680	1 690	s.o.	s.o.	s.o.

Sources : Dossier R-4110-2019, pièce [B-0007](#), tableau 2.6, p. 36, et dossier R-4210-2022, pièce [B-0009](#), tableau 6.4, p. 26.

[103] La croissance de l'aléa global en puissance du Plan, par rapport au plan d'approvisionnement précédent, s'explique principalement par l'augmentation de l'aléa climatique.

3.3.1 ALÉA CLIMATIQUE

[104] L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins d'électricité, principalement aux fins de chauffage ou de climatisation, par rapport au scénario de référence établi à conditions climatiques normales. Les besoins ont une variabilité plus importante en hiver et moindre en été, face aux conditions climatiques.

[105] Le Distributeur présente une révision méthodologique intégrée au Plan qui lui permet de refléter la nature non-linéaire du réchauffement climatique au Québec et d'être cohérent avec les rapports d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)⁶².

[106] L'aléa climatique, mesuré par un écart-type, montre peu de croissance sur la période couverte par le Plan, passant de 2,6 TWh en 2023 à 2,9 TWh en 2032. Selon les conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée, les besoins annuels en énergie de 2023 seraient

⁶² Pièce [B-0009](#), Section 8,3, p. 34 et 35.

supérieurs de 5,7 TWh à ceux d'une année normale. Les conditions climatiques de l'année la plus chaude considérée entraîneraient une réduction des besoins d'environ 6,2 TWh par rapport à la normale. Pour ce qui est des besoins en puissance à la pointe d'hiver du Distributeur, l'impact des conditions climatiques peut atteindre environ 5 000 MW.

[107] L'AHQ-ARQ se dit étonné que l'impact des conditions climatiques soit de l'ordre de 5,7 TWh en énergie et de 5 000 MW en puissance, alors que ces valeurs étaient respectivement de 5,0 TWh et de 4 000 MW lors du plan d'approvisionnement précédent.

[108] L'intervenant recommande de demander au Distributeur d'expliquer, lors de l'État d'avancement 2023 et en phase 2, les écarts observés entre les deux chiffriers de séries climatiques⁶³ fournis en preuve au présent dossier⁶⁴.

[109] En cours d'audience, le Distributeur précise sa position de la façon suivante :

« [...] l'aléa climatique est représenté par un écart-type et non par des valeurs extrêmes et que l'écart-type associé à l'aléa climatique des besoins en puissance a peu varié depuis la mise en place des améliorations méthodologiques à son approche. [...] »

À chaque mise à jour de sa prévision, le Distributeur revoit et améliore ses divers modèles d'aléa climatique. Ces révisions ont pour but de prendre en compte les plus récentes années réelles, l'évolution des changements climatiques et d'inclure des modifications à la spécification même des modèles. Il est important de retenir que ces modifications sont effectuées pour refléter la réalité évolutive des caractéristiques de la consommation au Québec, notamment la diffusion du chauffage électrique, la pénétration croissante des véhicules électriques et l'impact de la crise sanitaire liée à la COVID-19. [...]

Le traitement des décalages des séries climatiques a été modifié. Au Plan d'approvisionnement 2020-2029, les sept (7) décalages climatiques utilisés représentaient +/-3 jours (-3, -2, -1, 0, +1, +2, +3). Depuis l'État d'avancement 2020, ces décalages sont désormais +/-9 jours (-9, -6, -3, 0, +3, +6, +9). Bien que l'impact de cette modification soit marginal sur l'écart-type associé à l'aléa climatique, il devient important sur l'évaluation des cas extrêmes, comme celui survenu au cours du congé des fêtes de l'hiver 1980-1981. [...]

⁶³ Pièce [B-0056](#), R-5.1, p. 15.

⁶⁴ Pièces [C-AHQ-ARQ-0023](#), Section 3.3, p. 22 à 26, [C-AHQ-ARQ-0037](#), p. 6 et [C-AHQ-ARQ-0040](#), p. 5 à 7.

Un décalage de +/-3 jours ne permettait pas de désagréger complètement l'effet climatique des effets calendrier pour certaines conditions climatiques extrêmes en raison des congés des fêtes. Un déplacement de +/-9 jours permet d'évaluer l'impact des événements climatiques survenus au cours des congés des fêtes indépendamment de l'impact négatif sur la demande de ce congé. [...]

Les fichiers présentant les résultats de simulations pour l'aléa climatique en pointe utilisés par l'intervenant pour effectuer une comparaison ne représentent pas la même année prévisionnelle. Le fichier fourni lors du Plan d'approvisionnement 2020-2029 présente les résultats pour l'année prévisionnelle 2024 alors que celui préparé dans le cadre du présent Plan montre les résultats pour l'année prévisionnelle 2023. Cette simple distinction explique en partie les différences obtenues en raison des effets calendriers croisés »⁶⁵. [nous soulignons]

Opinion de la Régie

[110] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur à l'égard du traitement de l'aléa climatique et de l'impact des améliorations de la méthodologie utilisée.

[111] La Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de demander au Distributeur d'expliquer, lors de l'État d'avancement 2023 et en phase 2, les écarts observés entre les deux chiffriers de séries climatiques fournis en preuve au présent dossier.

3.3.2 ALÉA SUR LA DEMANDE PRÉVUE

[112] En raison de la forte croissance prévue de la demande liée à l'émergence de nouveaux secteurs d'activités ainsi qu'aux efforts soutenus de décarbonation, le Distributeur fait face dorénavant à un risque asymétrique et propose, en conséquence, une nouvelle approche qui permet de mieux refléter cette nouvelle réalité. En effet, il soutient, qu'à long terme, le risque à la hausse sur la demande prévue est supérieur au risque à la baisse. Le tableau suivant présente la comparaison de l'aléa sur la demande pour les scénarios faible et fort et démontre qu'à long terme, l'écart type du scénario fort est supérieur à celui du scénario faible :

⁶⁵ Pièce [B-0140](#), p. 25 (par. 108) à p. 26 (par. 113).

TABLEAU 10
ALÉA SUR LA DEMANDE EN ÉNERGIE

Aléa sur la demande d'un écart type (TWh)	Plan 2023-2032										
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Scénario faible	s.o.	2,2	2,5	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,7	5,1
Scénario fort	s.o.	2,2	2,5	2,7	3,6	4,4	5,3	6,3	7,1	7,7	8,2

Source : Pièce [B-0009](#), tableau 6.3, p. 26.

[113] La Régie prend acte du changement méthodologique proposé par le Distributeur.

3.4 AMÉLIORATIONS ET SUIVIS DE DÉCISION

3.4.1 TRAITEMENT EN MARGE DE L'IMPACT EN PUISSANCE DES TECHNOLOGIES ÉMERGENTES

[114] Dans le cadre du Plan, le Distributeur module l'impact de chacune des technologies émergentes sur le profil de la charge horaire :

« Plus précisément, dans le cadre du Plan, une analyse d'impact à la pointe des technologies émergentes est produite pour chaque année de la période de la prévision en prenant en compte simultanément l'effet de la progression de la demande et l'effet de l'interaction des technologies sur le profil de charge horaire des besoins du Distributeur. Le principal constat de cette analyse est que l'usage des véhicules électriques entraînera progressivement un déplacement des occurrences de la pointe matinale vers des occurrences de pointe de début de soirée [...]. Cet impact haussier des technologies émergentes combiné au déplacement de la pointe d'hiver issue du modèle de prévision doivent être pris en compte pour déterminer la prévision de la pointe d'hiver »⁶⁶.

[115] **La Régie prend acte de l'analyse de l'impact à la pointe des technologies émergentes réalisée par le Distributeur.**

⁶⁶ Pièce [B-0009](#), p. 32 et 33.

3.4.2 IMPACT DU TÉLÉTRAVAIL SUR LE PROFIL HORAIRE DE CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

[116] Au cours des hivers 2020-2021 et 2021-2022, le Distributeur observe, par rapport aux deux hivers précédents la pandémie, soit 2017-2018 et 2018-2019, les éléments suivants :

- Une augmentation de la probabilité d'occurrence de la pointe quotidienne entre 8 h et 9 h et une réduction de la demande entre 7 h et 8 h les jours de semaine;
- Une légère augmentation de la probabilité d'occurrence de la pointe quotidienne entre 17 h et 18 h et des réductions de demande entre 18 h et 19 h les jours de semaine.

[117] Sans l'appui de données supplémentaires permettant de confirmer l'hypothèse d'un changement de comportement de la clientèle, possiblement en raison de l'émergence du télétravail, le Distributeur estime qu'il lui est impossible de déterminer avec certitude la cause précise de cette évolution ou de statuer quant à la permanence d'un tel changement⁶⁷.

[118] La Régie prend acte de l'analyse de l'impact du télétravail sur le profil horaire de consommation d'électricité réalisée par le Distributeur et lui demande de poursuivre ces analyses et d'en maintenir le suivi **au cours des prochaines années.**

3.4.3 IMPACT DU TÉLÉTRAVAIL SUR LE PROFIL DE RECHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

[119] Le Distributeur ne peut statuer avec certitude sur l'impact du télétravail sur la consommation à long terme de la recharge des véhicules électrique. Il mentionne vouloir continuer l'analyse des données de recharge des prochaines années afin d'identifier tous les changements de tendance⁶⁸.

[120] **La Régie prend acte de l'analyse de l'impact du télétravail sur la recharge des véhicules électriques réalisée par le Distributeur et lui demande de poursuivre l'analyse des données au cours des prochaines années.**

⁶⁷ Pièce [B-0009](#), p. 35 et 36.

⁶⁸ Pièce [B-0009](#), p. 36 et 37.

3.4.4 SUIVI DE LA PERFORMANCE DES MODÈLES DE PRÉVISION

[121] Le Distributeur rappelle que, depuis l'introduction des modèles statistiques à usages finaux en 2012, le suivi de la performance de prévision est mesuré par les écarts entre la demande prévue et celle réalisée à conditions climatiques normales. Il émet les constats suivants :

- La performance prévisionnelle du secteur résidentiel demeure élevée, et ce, peu importe l'horizon;
- Depuis le plan d'approvisionnement 2017-2026, le Distributeur a pris acte de la sous-estimation de la prévision du secteur commercial attribuable aux secteurs émergents. Il a apporté les correctifs nécessaires et constate que les horizons de prévision ne reflètent plus de biais systématique;
- Les écarts de prévision du secteur industriel sont les plus élevés étant donné l'exposition plus forte du secteur aux aléas de l'économie mondiale, notamment pour le sous-secteur des mines, ainsi qu'à l'impact des conflits de travail;
- Les modèles ont légèrement surestimé la demande totale (ventes et besoins) en énergie et en puissance;
- La performance de la prévision est meilleure pour les besoins en puissance qu'en énergie étant donné l'impact proportionnellement plus grand des erreurs de prévision du secteur industriel sur les besoins en énergie versus ceux en puissance⁶⁹.

[122] **La Régie prend acte du suivi de la performance des modèles de prévision réalisé par le Distributeur.**

⁶⁹ Pièce [B-0009](#), p. 38 à 41.

4. APPROVISIONNEMENT ET STRATÉGIES

4.1 BILANS EN PUISSANCE ET EN ÉNERGIE

[123] Le Distributeur a déposé des bilans en énergie et en puissance dans le cadre de sa preuve initiale. À la demande de la Régie, le Distributeur a mis à jour ces bilans pour tenir compte :

- Du *Décret 1840-2022 CONCERNANT le Règlement abrogeant le Règlement sur un bloc de 1 000 MW d'énergie éolienne et le Règlement sur un bloc de 1 300 MW d'énergie renouvelable*⁷⁰;
- Des soumissions retenues par le Distributeur à la suite des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02;
- Du *Décret 214-2023 CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne*.

[124] Le tableau suivant présente le bilan en énergie mis à jour en fonction des éléments précités.

⁷⁰ Décret [1840-2022](#) du 14 décembre 2022 publié dans la Gazette officielle du Québec, 28 décembre 2022, 154^e année, n° 52, p. 7223 et 7224.

TABLEAU 11
BILAN EN ÉNERGIE

TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESOINS	195,2	197,8	200,4	203,1	205,6	209,2	211,2	213,8	216,6	220,0
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés	193,5	195,6	197,5	199,2	194,5	192,6	191,9	191,5	191,3	190,5
Électricité patrimoniale utilisée	175,1	176,8	177,8	178,6	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,7	3,9	4,0	4,3	0,8					
Énergie rappelée - HQP	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5					
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1
Biomasse et petite hydraulique	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2
Nouveaux approvisionnements prévus*				0,5	4,6	6,6	8,1	9,5	9,5	9,5
Énergie additionnelle requise	1,7	2,2	2,9	3,4	6,5	10,0	11,2	12,8	15,8	20,0
Achats sur les marchés de court terme	1,6	2,3	3,1	3,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
• Dont achats en hiver	1,5	2,2	2,7	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
• Dont achats hors hiver	0,1	0,2	0,4	0,5	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme					0,5	4,0	5,2	6,8	9,8	14,0
Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)	3,7	2,1	1,1	0,2						

* Correspond aux quantités attendues des soumissions retenues dans le cadre des A/O-2021-01 et A/O-2021-02, soit 302 MW éolien (0,9 TWh) et 496 MW renouvelable (4 TWh) et celle prévue de l'A/O qui sera lancé en 2023 pour un bloc visé de 1 500 MW éolien, pour des mises en service de 500 MW (1,5 TWh) par année échelonnées entre 2027 et 2029

Source : Pièce [B-0077](#), R-1.1, p. 6 et 7.

[125] Le tableau suivant présente une version révisée du bilan en puissance, déposé le 6 juin 2023 par le Distributeur, corrigeant l'impact d'une erreur de saisie dans le modèle MARS, utilisé pour établir la réserve permettant de respecter le critère de fiabilité en puissance⁷¹.

⁷¹ Pièce [B-0121](#).

TABLEAU 12
BILAN EN PUISSANCE

En MW	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
BESOINS À LA POINTE	39 851	40 120	40 535	40 959	41 321	41 735	42 156	42 627	43 094	43 696
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 831	4 038	4 129	4 292	4 391	4 491	4 594	4 699	4 806	4 881
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	43 682	44 158	44 664	45 251	45 712	46 226	46 750	47 326	47 900	48 577
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés	42 762	43 303	43 568	44 174	44 007	43 146	43 224	43 232	43 276	43 209
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 300	1 500	1 500	1 800	1 500	500	500	500	500	500
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600					
▪ Puissance rappelée	200	400	400	700	400					
▪ Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 925	1 917	1 958	1 967	1 924	1 834	1 727	1 671	1 661	1 584
▪ Éolien	1486	1486	1486	1486	1443	1405	1361	1308	1308	1244
▪ Biomass	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
▪ Petite hydraulique	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande en puissance	1 603	1 943	2 152	2 423	2 579	2 743	2 926	2 990	3 044	3 054
▪ Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	726	960	1 148	1 377	1 522	1 686	1 848	1 891	1 945	1 955
- GDP Affaires	456	568	611	675	707	750	782	825	879	889
- Tarification dynamique	223	297	371	445	445	445	445	445	445	445
- Hilo	47	95	166	257	370	491	621	621	621	621
▪ Autres moyens	492	501	516	542	562	627	629	629	629	629
▪ Démarrage de la centrale des IDLM en pointe						58	60	60	60	60
▪ Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
▪ Interruption chaînes de blocs	242	251	266	292	312	319	319	319	319	319
Nouveaux approvisionnements prévus *					617	817	1 017	1 217	1 217	1 217
Puissance additionnelle requise	900	850	1 100	1 100	1 100	2 250	2 500	2 900	3 400	4 150
Contribution des marchés de court terme	900	850	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme						1 150	1 400	1 800	2 300	3 050

Source : Pièce [B-0121](#), tableaux 3.1 et 3.2 révisés, p. 3.

[126] La Régie prend acte des bilans révisés en puissance et en énergie déposés par le Distributeur.

[127] Dans sa décision D-2023-011, la Régie convenait que le Distributeur traite de sa stratégie d'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance en phase 2⁷². **La Régie demande donc au Distributeur de mettre à jour ses bilans en puissance et en énergie en fonction des informations les plus contemporaines à sa disposition au moment du dépôt de sa preuve en phase 2.**

⁷² Décision [D-2023-011](#), p. 17 (par. 45) à p. 18 (par. 49).

4.2 GESTION DE LA PUISSANCE INCLUANT LA GDP

[128] Le Distributeur dispose également de moyens plus flexibles de gestion de la pointe, tels que la GDP et les marchés de court terme.

[129] Le bilan de puissance compare les moyens actuels et prévus aux besoins anticipés à la pointe annuelle, soit l'heure pendant laquelle la consommation d'électricité est la plus élevée au Québec.

[130] La Régie constate, au bilan de puissance révisé⁷³, une hausse de la contribution des moyens de GDP de 1 451 MW sur l'horizon du Plan, soit de 90 %, passant de 1 603 MW en 2022-2023 à 3 054 MW en 2031-2032.

TABLEAU 13
CONTRIBUTIONS DES MOYENS DE GDP

En MW	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
Interventions en gestion de la demande en puissance	1 603	1 943	2 152	2 423	2 579	2 743	2 926	2 990	3 044	3 054
▪ Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	726	960	1 148	1 377	1 522	1 686	1 848	1 891	1 945	1 955
- GDP Affaires	456	568	611	675	707	750	782	825	879	889
- Tarification dynamique	223	297	371	445	445	445	445	445	445	445
- Hilo	47	95	166	257	370	491	621	621	621	621

Source : Pièce [B-0121](#), p. 3

[131] Ainsi, la contribution des moyens de GDP comblerait 38 % de l'augmentation des besoins à la pointe (+3 845 MW) et un peu moins de 30 % de l'augmentation des besoins à la pointe incluant la réserve (+4 895 MW).

[132] Par rapport au dernier plan d'approvisionnement 2020-2029, la contribution de l'ensemble des moyens de GDP s'est avérée légèrement inférieure à celle anticipée, de l'ordre de 130 MW pour l'hiver 2021-2022, en raison notamment d'une adhésion moindre des clients industriels aux options d'électricité interruptible et d'un ralentissement dans la mise en marché de l'offre d'Hilo. Ces diminutions sont en partie compensées par l'accroissement de la contribution de la tarification dynamique et de l'option GDP Affaires⁷⁴.

[133] À l'horizon 2028-2029, le Plan prévoit une contribution inférieure de 262 MW de l'option d'électricité interruptible à celle prévue au plan d'approvisionnement précédent,

⁷³ Pièce [B-0121](#), tableau 3.1, p. 3.

⁷⁴ Pièce [B-0011](#), p. 12.

soit 1 078 MW. La contribution de l'option GDP Affaires s'accroît de 312 MW à 782 MW, la tarification dynamique augmente de 256 MW à 445 MW, tandis que la contribution d'Hilo demeure inchangée à 621 MW.

Électrification des transport et gestion de la demande de puissance

[134] Le Distributeur prévoit que l'électrification des transports entraînera une augmentation des ventes de 7,8 TWh, ce qui correspond à près d'un tiers de leur accroissement total prévu sur la durée du Plan. La prévision reflète notamment les projets de règlements visant le resserrement de la norme Véhicule zéro émission. Le nombre de véhicules électriques en circulation prévu en 2032 est ainsi évalué à 2,2 millions, soit l'équivalent de 39 % du parc automobile québécois⁷⁵.

[135] La contribution associée à l'ajout des véhicules électriques sur la croissance des besoins en puissance atteint 1 709 MW et représente 42 % de la croissance des besoins à la pointe d'hiver de 4 031 MW sur la période 2022-2032⁷⁶.

[136] L'AHQ-ARQ considère qu'une telle augmentation des besoins à la pointe est préoccupante. Il demande que le Distributeur présente un plan d'action afin de déplacer la recharge des véhicules électriques des heures de forte charge vers les heures de moindre charge, limitant ainsi les besoins pour de nouveaux approvisionnements de long terme. En citant l'exemple de BC Hydro⁷⁷, l'AHQ-ARQ estime à 50 % le déplacement possible de la recharge hors pointe⁷⁸.

[137] La FCEI note que la croissance du parc de véhicules électriques semble suivre une courbe de progression géométrique, se traduisant par une augmentation du besoin en puissance prévu par le Distributeur d'environ 1 100 MW en seulement trois années, soit entre 2028-2029 et 2031-2032⁷⁹. En d'autres termes, près des deux tiers du parc de véhicules électriques se constituent au cours de ces seules trois années.

⁷⁵ Pièce [B-0009](#), p. 12.

⁷⁶ Pièce [B-0009](#), p. 21.

⁷⁷ <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/integrated-resource-plans/current-plan/integrated-resource-plan-2021.pdf>, p. 18 et 28, consulté le 30 avril 2023.

⁷⁸ Pièce [C-AHQ-ARQ-0040](#), p. 3 à 5.

⁷⁹ Pièce [B-0009](#), p. 21.

[138] La FCEI note également que le Distributeur ne prévoit pas ou peu d'effacement de la recharge des véhicules électriques à la pointe, notamment entre 2028-2029 et 2031-2032, où le bilan en puissance ne présente aucune contribution additionnelle de la tarification dynamique ou de Hilo⁸⁰.

[139] En audience, le Distributeur précise ce qui suit :

« [...] je peux venir vous rassurer qu'on travaille beaucoup sur le volet de comment est-ce qu'on va pouvoir attaquer, en termes de gestion de la puissance, toute l'intégration des véhicules électriques.

Déjà, avec Hilo, on a avancé une première solution l'année dernière. On est en train de regarder pour l'ouverture de l'écosystème, pour travailler avec le plus de manufacturiers possible au niveau des bornes électriques pour être capable d'augmenter notre pénétration au niveau du nombre de bornes électriques connectées avec Hydro-Québec et Hilo.

Et comme indiqué dans la réponse, on regarde aussi, là, une approche tarifaire d'une approche programme, c'est quoi toutes les manières possibles qu'on peut être capable de mieux contrôler ou influencer le consommateur à mieux consommer. Donc, c'est regarder de très, très près... et on regarde bien les évolutions aussi »⁸¹.

Opinion de la Régie

[140] La Régie comprend du témoignage du Distributeur que l'évaluation du comportement des consommateurs devra se poursuivre sur plusieurs années, mais qu'à plus court terme, en plus de la première solution proposée par Hilo l'année dernière pour la recharge des véhicules électriques, le Distributeur examine différentes approches, soit tarifaire ou par programme, afin de minimiser l'impact à la pointe de la recharge des véhicules électriques.

[141] À l'instar de la FCEI, la Régie note la forte augmentation de 1 111 MW des besoins en puissance liés à la recharge des véhicules électriques au cours des trois dernières années du Plan, passant de 688 MW en 2028-2029 à 1 799 MW en 2031-2032.

⁸⁰ Pièce [B-0020](#), p. 14.

⁸¹ Pièce [A-0053](#), NS volume 3, p. 54.

[142] Toutefois, le Distributeur ne prévoit pas ou peu d'accroissement de l'effacement de la recharge des véhicules électriques à la pointe sur la même période. En effet, la Régie remarque qu'au tableau 3.3-RÉVISÉ de la pièce B-0121⁸², le bilan en puissance ne présente aucune contribution additionnelle de la tarification dynamique ou d'Hilo et une hausse modeste pour l'option GDP Affaires entre 2028-2029 et 2031-2032.

[143] La Régie note que la recharge des véhicules électriques contribue à la croissance des besoins en puissance à hauteur de 1 289 MW entre 2027-2028 et 2031-2032⁸³, ce qui explique 66 % de la croissance des besoins réguliers du Distributeur des quatre dernières années du Plan. Il importe donc que soient mis en place, le plus rapidement possible, tous les moyens permettant de limiter l'impact sur les besoins à la pointe de la recharge des véhicules électriques.

[144] Considérant la périodicité prévue au cadre législatif et réglementaire actuel pour les modifications tarifaires, la Régie considère que le dossier tarifaire 2025-2026 constitue le moment approprié pour examiner cet enjeu.

[145] Ainsi, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une mise à jour de l'impact en puissance de la recharge des véhicules électriques présenté à la pièce B-0009, incluant l'évolution du comportement des clients sur les réseaux et sur les besoins d'approvisionnement. Elle lui demande également de déposer cette mise à jour dans le cadre du plan d'approvisionnement 2026-2035.

[146] La Régie demande au Distributeur de 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, ainsi que les modifications tarifaires requises, le cas échéant.

[147] La Régie demande au Distributeur de 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. Elle lui demande également de déposer cette estimation dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

⁸² Pièce [B-0121](#), p. 3.

⁸³ Pièce [B-0009](#), p. 21.

Les chauffe-eaux comme moyen de gestion de la demande

[148] Le Distributeur désire exploiter le potentiel d'effacement des chauffe-eaux électriques. Il a d'ailleurs testé une nouvelle solution technologique par l'entremise de Hilo l'an dernier. Il travaille sur une stratégie globale pour être en mesure de pénétrer le marché des chauffe-eaux qui répondraient aux critères de la santé publique, tant pour les nouveaux chauffe-eaux que pour ceux du parc existant⁸⁴.

[149] Toutefois, il souligne que bien que la technologie soit au point, il existe des défis sur le plan commercial et opérationnel de la solution chez le client. Le Distributeur espère toutefois être capable d'en arriver avec une conclusion relative à l'exploitation du potentiel d'effacement des chauffe-eaux électriques au cours des prochains mois⁸⁵.

« Oui, en fait le projet pilote, on a été capable de démontrer que la technologie fonctionne, dans le sens théoriquement la technologie fonctionne. Cependant, il y a un... il y a un défi au niveau de la commercialisation, donc au niveau de l'installation, il y a une complexité au niveau de l'installation lorsqu'on... on a les plombiers qui vont chez les clients. Puis par la suite, si jamais des clients jouent avec la technologie, bien on vient de perdre en fait le critère qu'on... on vient de perdre la technologie, on vient de perdre le pourquoi qu'on a installé la technologie sur le chauffe-eau. Donc, théoriquement, on a été capable de prouver que ça fonctionne, cependant dans... chez les clients on a un taux d'environ cinquante pour cent (50 %) de réussite »⁸⁶.

[150] Le ROEÉ constate qu'en alternative à la commercialisation de la technologie développée par Hilo pour l'interruption des charges des chauffe-eaux, une autre solution semble convenir pour le marché des chauffe-eaux existants, soit le contrôleur Calypso commercialisé par Sinopé. À cet effet, le Distributeur confirme :

« Le contrôleur Calypso commercialisé par Sinopé est un outil de gestion de la puissance qui pourrait éventuellement faire l'objet d'un programme d'aide s'il est conforme aux exigences du ministère de la Santé et des Services sociaux »⁸⁷.

[151] Toutefois, le ROEÉ remarque l'absence de toute procédure ou protocole d'essai indépendant relativement au contrôleur Calypso commercialisé par Sinopé qui pourrait

⁸⁴ Pièce [A-0053](#), NS volume 3, p. 176-177 et p. 190-191.

⁸⁵ Pièce [B-0140](#), p. 14.

⁸⁶ Pièce [A-0053](#), NS volume 3, p. 179.

⁸⁷ Pièce [B-0043](#), p. 28.

démontrer sa conformité avec le critère anti-légionellose, conformément aux exigences du ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS).

[152] Le ROEÉ recommande que le Distributeur valide la solution technique de Sinopé et qu'elle remette sur pied le programme d'interruption des chauffe-eaux dans les plus brefs délais⁸⁸.

[153] En argumentation, le RNCREQ se dit rassuré que l'utilisation du parc de chauffe-eau existant comme ressource de GDP fait toujours partie des projets en développement chez le Distributeur et ne relève plus uniquement d'Hilo⁸⁹.

[154] Le RNCREQ constate que le développement de cette avenue se prolonge depuis plusieurs années et soumet que la principale raison pour laquelle le développement accumule les délais est liée au critère de la santé publique qui recommande « *la mise en place du programme de délestage, tant que le programme est réalisé exclusivement avec des chauffe-eaux électriques respectant le critère de température de 55 °C durant au moins quatre heures au fond du chauffe-eau électrique* »⁹⁰.

[155] L'intervenant souligne que le critère, tel que retenu par l'Institut national de santé publique du Québec (INSPQ) et le MSSS, avait initialement été proposé par le Distributeur lui-même et ce, à la suite d'une étude qui ne s'était penchée que sur le cas d'un débranchement total de 4 ou 6 heures. Or, selon lui, l'applicabilité des résultats de cette étude à des programmes basés sur des contrôleurs intelligents qui peuvent rétablir le courant au besoin n'aurait même jamais été envisagée⁹¹.

[156] Ce constat porte le RNCREQ à croire que si le Distributeur a pu faire reconnaître sans grande difficulté un critère de délestage des chauffe-eaux par la santé publique, elle peut fort probablement, après des études additionnelles, recommander à la santé publique de moduler ce critère ou à tout le moins en préciser son champ d'application, soit des cas de délestage complet pendant 4 heures ou plus.

[157] Le RNCREQ invite donc le Distributeur à considérer une telle approche et, en parallèle, à poursuivre ses efforts afin d'implanter dès que possible des chauffe-eaux ayant

⁸⁸ Pièce [C-ROEÉ-0035](#), p. 20.

⁸⁹ Pièce [C-RNCREQ-0046](#), p. 11.

⁹⁰ Dossier R-4110-2019, [B-0047](#), p. 51.

⁹¹ Pièce [C-RNCREQ-0046](#), p. 13.

recours à des technologies qui ne font pas appel à un délestage complet du chauffe-eau pendant une durée de 4 heures.

[158] L'intervenant recommande d'ordonner au Distributeur de faire un rapport de ses démarches et de l'état de la situation quant à l'utilisation des chauffe-eaux, tant pour le parc existant que pour les nouveaux chauffe-eaux, comme ressource de GDP, et ce, lors du dépôt du prochain État d'avancement du plan d'approvisionnement.

Opinion de la Régie

[159] La Régie constate les progrès et les défis auxquels fait face le Distributeur à l'égard de la commercialisation et de l'opérationnalisation de la solution développée par Hilo afin d'exploiter le potentiel d'effacement des chauffe-eaux électriques. Elle note que le Distributeur examine aussi d'autres solutions technologiques relatives à l'exploitation de ce potentiel.

[160] La Régie retient que parmi les solutions à l'étude, comme le RNCREQ l'y invite, le Distributeur étudie la possibilité de moduler la durée de l'effacement des chauffe-eaux pour des périodes plus courtes que 4 heures :

« Mais on est en train de chercher les bonnes solutions technologiques pour être capable de faire du... pas du délestage, mais des arrêts de l'utilisation des chauffe-eau lors des périodes de pointe tout en respectant le critère de la Santé publique. Et les mégawatts reliés au critère d'approvisionnement n'auraient pas une ligne distincte. En fait, ils feraient partie de nos options tarifaires, comme par exemple la TD ou Hilo »⁹².

[161] La Régie considère que l'analyse de périodes d'effacement plus courtes est intéressante, et elle invite le Distributeur à approfondir cette avenue afin d'exploiter le potentiel d'effacement des chauffe-eaux électriques.

[162] Par ailleurs, le Distributeur indique qu'avant de considérer l'usage de contrôleur Calypso tel que celui développé par Sinopé, il aimerait que l'entreprise obtienne une confirmation du MSSS qu'il respecte les critères de la santé publique⁹³.

⁹² Pièce [A-0053](#), NS volume 3, p. 175-176.

⁹³ Pièce [A-0054](#), NS volume 4, p. 25-26.

[163] Tout comme le RNCREQ⁹⁴, la Régie s'interroge quant à l'opportunité de moduler l'application du critère de la santé publique pour des périodes d'effacement plus courtes, ou de définir un critère alternatif au besoin. Elle comprend des réponses fournies lors de l'audience que le Distributeur examine la question :

« Q. [242] Bien, on a un critère qui découle d'un cas étudié où est-ce qu'on a des arrêts de quatre à six heures, des arrêts complets. Mais êtes-vous d'accord que le critère s'applique à des situations où est-ce qu'on a un arrêt complet de quatre à six heures et que si on avait des modulations de température ou d'autres paramètres, le critère ne s'appliquerait pas nécessairement? »

R. Je comprends. Je comprends mieux. En fait, c'est une des choses qu'on est en train de regarder comme solution aussi, d'être capable de l'appliquer avec diverses causes de délestage pour voir si on est capable de répondre aux... d'éviter le critère, en fait. C'est dans les choses qu'on est en train de regarder présentement »⁹⁵.

[164] La Régie encourage le Distributeur à poursuivre activement toutes les pistes permettant d'implanter, le plus rapidement possible, des mesures permettant l'effacement des chauffe-eaux électriques de façon sécuritaire.

[165] Aussi, elle demande au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un suivi des démarches entreprises auprès de l'INSPQ, de l'avancement et des défis des différentes solutions technologiques, afin d'exploiter le potentiel d'effacement des chauffe-eaux électriques. Elle lui demande également de déposer ce suivi lors du prochain plan d'approvisionnement.

Tarifification dynamique et Hilo

[166] Le GRAME recommande que soient mises en place rapidement des options de tarification dynamique couvrant davantage l'ensemble de la demande, donc visant non seulement la gestion de la demande, mais incluant des incitatifs visant les changements comportementaux et l'efficacité énergétique.

[167] L'intervenant est d'avis qu'il sera nécessaire, à terme, de rendre la tarification dynamique obligatoire. Cependant, une telle approche devrait proposer plus d'un choix à la

⁹⁴ Pièce [C-RNCREQ-0046](#), p. 15, par. 78 et 79.

⁹⁵ Pièce [A-0053](#), NS volume 3, p. 189 et 190.

clientèle afin de permettre d'optimiser les résultats, tout en évitant de devenir un fardeau pour les familles ou les personnes à faibles revenus⁹⁶.

[168] En audience, l'intervenant précise ce qui suit :

« Donc, je pense que ce serait peut-être trop tôt pour la Régie d'obliger le Distributeur à offrir une tarification dynamique obligatoire immédiatement. Mais on pense qu'il devrait y avoir des efforts au niveau de l'évaluation de son potentiel qui commence le plus rapidement possible »⁹⁷.

« Me LOUISE ROZON : Oui, merci, Monsieur le Président. Maître Paquet, je vais juste avoir quelques petites questions. Je reviendrais sur la tarification dynamique obligatoire. Est-ce qu'on doit comprendre de votre recommandation, c'est que s'il y avait la mise en place d'une tarification dynamique obligatoire pour le secteur résidentiel, cela aurait comme conséquence de mettre de côté les tarifs actuellement en vigueur, qui sont optionnels?

Me GENEVIÈVE PAQUET :

Pas nécessairement, ça pourrait... ça pourrait être offert en complément en fait. Si... l'idée...l'idée par... qui est véhiculée par le GRAME c'est d'essayer d'offrir quand même un choix à la clientèle. Donc, sans que ce soit une offre, là, obligatoire imposée, s'il y avait plus d'une option à ce moment-là les clients pourraient être incités ou un peu obligés à choisir une de ces options, celle qui leur convient le mieux. Et puis à ce moment-là les offres qui déjà offertes pourraient peut-être faire partie, là, justement du portefeuille d'offres »⁹⁸.

[169] La Régie constate ainsi que le GRAME a nuancé sa position en cours d'audience en indiquant que l'imposition d'une tarification dynamique obligatoire ne mettrait pas de côté nécessairement les tarifs actuellement en vigueur, l'idée étant d'offrir un choix à la clientèle.

[170] Également, la Régie constate que la contribution des options de tarification dynamique aux moyens de GDP plafonne, à partir de l'hiver 2025-2026, à 445 MW, tandis que celle d'Hilo plafonne à partir de l'hiver 2028-2029 à 621 MW⁹⁹.

⁹⁶ Pièce [C-GRAME-0013](#), p. 19.

⁹⁷ Pièce [A-0060](#), NS volume 6, p. 179 (ligne 8) à p. 180 (ligne 7).

⁹⁸ Pièce [A-0060](#), NS volume 6, p. 185 (ligne 14) à p. 186 (ligne 11).

⁹⁹ Pièce [B-0121](#), p. 3.

[171] En audience, le Distributeur explique que la contribution maximale de la tarification dynamique est établie sur la base d'un objectif d'adhésion volontaire d'environ 10 % des clients. Les options de tarification dynamique visent ainsi à rejoindre 400 000 clients¹⁰⁰.

[172] Malgré l'augmentation du nombre de clients sur la période du Plan, le Distributeur explique en audience le plafonnement de la contribution de la tarification dynamique :

« Il est trop prématuré présentement pour augmenter la contribution, parce qu'il y a deux facteurs qui contribuent au nombre de mégawatts livrés par la tarification, en fait, je pourrais même dire trois. Il y a le nombre d'adhésions et il y a la performance par chaque client. On vit présentement que plus qu'on augmente le nombre de clients, la performance moyenne diminue parce que ce n'est pas tout le monde encore qui a les bons réflexes. Donc, il y a beaucoup d'accompagnements clients à faire pour augmenter la performance par événement.

Et aussi on rappelle que c'est une adhésion volontaire, et donc des comportements volontaires de la part des clients. Donc, on veut s'assurer que le client revienne année après année pour contribuer au bilan de puissance. Donc, il est un peu tôt pour dire, un, il faudrait premièrement, quand on aura atteint nos cibles de quatre cent mille (400 000) clients, dix pour cent (10 %) avec des mégawatts au bilan et qu'on aura stabilisé ceci, on pourra peut-être avoir une approche plus agressive. Mais présentement c'est un peu trop tôt »¹⁰¹.

Opinion de la Régie

[173] La Régie juge nécessaire que des efforts additionnels soient déployés par le Distributeur pour augmenter la contribution des options de tarification dynamique aux moyens de GDP.

[174] Elle demande au Distributeur de faire le point, dans le cadre des prochains États d'avancement du Plan et du prochain dossier tarifaire, des démarches entreprises pour augmenter, au-delà de l'hiver 2025-2026, la contribution des options de tarification dynamique aux moyens de GDP.

¹⁰⁰ Pièce [A-0053](#), NS volume 3, p. 20 (ligne 14) à p. 22 (ligne 6).

¹⁰¹ Pièce [A-0054](#), NS volume 3, p. 84 (ligne 9) à p. 86 (ligne 17).

[175] En audience, le Distributeur confirme que la contribution de 621 MW pour Hilo au bilan en puissance est exclusivement associée à la clientèle résidentielle. Il teste actuellement différentes approches technologiques et regardera globalement ce qu'il est possible de faire aux moyens de GDP pour la clientèle Affaire quand l'offre d'Hilo sera mature¹⁰².

[176] La Régie demande au Distributeur de préciser, dans le cadre des prochains États d'avancement et du prochain dossier tarifaire, la contribution du volet affaires d'Hilo aux moyens de GDP.

4.3 ABAISSEMENT DE TENSION

[177] L'AHQ-ARQ recommande de « *demander au Distributeur de déposer, dans le cadre de l'état d'avancement 2023, une proposition de la valeur à retenir pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance avec une démonstration chiffrée que cette proposition est raisonnable et un balisage avec d'autres juridictions pertinentes* ». Dans l'intervalle, il recommande de retenir une valeur de 400 MW pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance du Distributeur¹⁰³.

[178] Le Distributeur précise que la valeur inscrite au bilan de puissance relativement à l'abaissement de tension découle de la relation entre la charge et la capacité d'abaissement de tension, établie à l'aide de données historiques, et se situe entre 250 MW et 280 MW en période de pointe hivernale. Les informations du Transporteur relatives à la valeur de la charge abaissable permettent d'inférer la valeur de réduction de la charge à la pointe hivernale¹⁰⁴.

[179] Le Distributeur avance que la recommandation de l'AHQ-ARQ d'attribuer une valeur de 400 MW à l'abaissement de tension repose sur un calcul qui ne tient pas compte de la charge abaissable. En effet, « *tous les postes ne sont pas nécessairement éligibles à l'abaissement de tension, notamment pour des considérations commerciales ou des considérations d'impact sur les charges qui seraient visées par l'abaissement de tension qui pourrait être impacté* »¹⁰⁵.

¹⁰² Pièce [A-0053](#), NS volume 3, p. 9 (ligne 6) à p. 12 (ligne 22).

¹⁰³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), Section 4.2.8, p. 51 à 55.

¹⁰⁴ Pièce [B-0140](#), p. 11 (par. 40 et 42).

¹⁰⁵ Pièce [B-0140](#), p. 11 (par. 41).

Opinion de la Régie

[180] Le 19 juin 2023, l’AHQ-ARQ a transmis une série de questions¹⁰⁶ faisant suite aux réponses aux engagements n° 2 et n° 10¹⁰⁷ du Distributeur portant sur l’abaissement de tension. Après avoir pris connaissance de ces questions, la Régie a remis l’étude de la contribution de l’abaissement de tension au bilan en puissance à la phase 2 du présent dossier, qui portera sur les stratégies du Distributeur pour l’acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance¹⁰⁸.

[181] La Régie ne retient pas la recommandation de l’AHQ-ARQ de considérer, dans l’intervalle, une valeur de 400 MW pour l’abaissement de tension dans le bilan en puissance du Distributeur.

4.4 APPEL AU PUBLIC

[182] Le ROEÉ soumet que la principale différence entre le crédit hivernal et l’appel au public est le moyen de communication utilisé. Pour rejoindre les clients, l’appel au public utilise les médias publics alors que le crédit hivernal mise sur les courriels. L’intervenant soutient que les moyens pour effacer ou déplacer les charges chez les clients seraient sensiblement les mêmes pour ces deux moyens du bilan de puissance¹⁰⁹.

[183] Le ROEÉ recommande d’inviter le Distributeur à reconnaître la contribution en puissance de la clientèle lors des appels au public, de la rémunérer « *à sa juste valeur* » par l’application du Crédit hivernal et de refléter cette contribution à son bilan de puissance¹¹⁰.

[184] Le Distributeur considère que l’appel au public demeure un moyen de dernier recours, rarement utilisé, et non pas un moyen qu’il souhaite appeler de façon régulière durant un hiver et pour lequel il aurait un profil garanti. Le Distributeur soutient qu’il serait difficile d’estimer la contribution en puissance de l’appel au public à des fins de fiabilité, comme c’est le cas pour les moyens de GDP.

¹⁰⁶ Pièce [C-AHQ-ARQ-0038](#).

¹⁰⁷ Pièces [B-0137](#) et [B-0138](#).

¹⁰⁸ Pièce [A-0060](#), NS volume 6, p. 87 (ligne 13) à p. 88 (ligne 21).

¹⁰⁹ Pièces [C-ROEÉ-0025](#), p. 8 et [A-0060](#), NS volume 6, p. 36 (ligne 1) à p. 38 (ligne 7).

¹¹⁰ Pièce [C-ROEÉ-0017](#), p. 11.

[185] Le Distributeur souligne que l'appel au public ne peut plus être considéré isolément, sans prendre en compte également l'existence de moyens tels que les options de tarification dynamiques et Hilo.

[186] L'application du Crédit hivernal aux clients ayant répondu à l'appel au public, impliquerait de suivre la consommation de ces clients et de calculer une période de référence pour chacun d'eux. Le Distributeur avance qu'un tel processus serait lourd et inéquitable pour les clients participant déjà aux options de tarification dynamique ou à Hilo.

[187] Le Distributeur ne préconise donc pas d'intégrer l'appel au public au bilan de puissance ni l'application du Crédit hivernal aux clients ayant répondu à l'appel au public. L'objectif est plutôt que la clientèle, davantage sensibilisée aux questions énergétiques et intéressée à s'interrompre, s'inscrive aux options de tarification dynamique ou à Hilo¹¹¹.

Opinion de la Régie

[188] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur à l'égard de l'appel au public.

[189] En conséquence, la Régie ne retient pas la recommandation du ROÉÉ de reconnaître la contribution en puissance de la clientèle lors des appels au public, de refléter cette contribution au bilan en puissance et de la rémunérer par l'application du Crédit hivernal.

4.5 ACHATS DE COURT TERME EN PUISSANCE

[190] Le Distributeur présente une mise à jour de la capacité d'importation au Québec reflétée dans le tableau suivant :

¹¹¹ Pièce [B-0140](#), p. 9 (par. 35) à p. 10 (par. 39).

TABLEAU 14
CAPACITÉS D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW ET EN GWh)
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2022-2024

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité de référence ¹ (MW)	Capacité maximale en puissance ²	Capacité d'importation ² en énergie pour 90% des heures de l'hiver	
			En MW	En GWh
Énergie La Lièvre – (MATI et MAFA)	255 + 99	0	0	0
Labrador – (LAB)	5 150	0	0	0
Nouveau-Brunswick – (NB)	775*	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2 000	0	270	705
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100	100	100	261
New York – Châteauguay (MASS)	1 000	1 000	1 000	2 613
Ontario – Beauharnois (LAW)	470	0	180	470
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140	0	0	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	110	0	0	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250	0	600	1 568
Total				5 617

Notes : 1 Capacité des interconnexions affichées sur le site OASIS du Transporteur.

2 Capacité établie par le Distributeur, compte tenu des limites soulevées à la section 6.2 du Plan.

* Évaluation valide à court terme

Source : Pièce [B-0020](#), tableau 6.1.

[191] L'AHQ-ARQ soutient que le Distributeur n'emploie qu'une partie du partage de réserve évalué par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC)¹¹² lorsqu'il ne compte que sur 1 100 MW¹¹³.

[192] Le Distributeur maintient le potentiel maximal d'achats sur les marchés de court terme en puissance à 1 100 MW, déjà reconnu par la Régie, incluant la contribution du partage de réserve qu'il établit à 200 MW¹¹⁴.

[193] Le Distributeur soutient que cette valeur se distingue du volume, inscrit au rapport « *Review of Interconnection Assistance Reliability Benefits* » du NPCC et cité par l'AHQ-ARQ, qui s'inscrit davantage dans une optique d'assistance en cas de situation exceptionnelle. Il souligne ne pas vouloir que sa planification repose sur ce volume¹¹⁵.

¹¹² [REVIEW OF INTERCONNECTION ASSISTANCE RELIABILITY BENEFITS](#), p. iv.

¹¹³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 56.

¹¹⁴ Pièce [B-0140](#), p. 21 (par. 94).

¹¹⁵ Pièce [B-0140](#), p. 21 (par. 95).

[194] Le Distributeur suggère que le potentiel maximal de 1 100 MW pourrait être revu selon l'évaluation du marché. Étant donné sa responsabilité d'assurer la fiabilité et la sécurité des approvisionnements, le Distributeur prône la prudence. Il souligne que pour assurer l'équilibre du bilan en puissance pour l'hiver 2021-2022, les volumes requis ont été difficiles à acquérir¹¹⁶.

Opinion de la Régie

[195] La Régie constate que les capacités maximales en puissance sont restées inchangées et totalisent toujours 1 100 MW.

[196] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur à l'égard de la contribution maximale des marchés de court terme en puissance inscrite à sa stratégie d'approvisionnement en puissance. **La Régie juge adéquat le maintien de la contribution des marchés de court terme en puissance à 1 100 MW.**

4.6 ACHATS DE COURT TERME EN ÉNERGIE INCLUANT LES DISPONIBILITÉS ET LES CAPACITÉS DES INTERCONNEXIONS EN MODE IMPORTATION

[197] La Régie tient à rappeler que, dans sa décision procédurale D-2023-011, elle ne retient pas les demandes d'intervention de l'AHQ-ARQ et de l'AQCIE- CIFQ qui portaient sur l'impact des nouvelles interconnexions sur les capacités d'importation à partir des marchés limitrophes à la zone de réglage du Québec (les marchés externes). La Régie citait la décision sur le fond du Plan 2020-2029 qui ordonnait au Distributeur de « *demander au Transporteur de préciser la capacité technique d'importation des nouvelles interconnexions Appalaches-Maine et Hertel-New York dès que leurs dates de mise en service seront connues* »¹¹⁷ et rappelait que le Transporteur n'avait pas précisé ces dates finales de mise en service¹¹⁸.

[198] La Régie constate que la capacité d'importation en énergie, à partir des marchés limitrophes à la zone de réglage du Québec (marchés externes), pour 90 % des heures de

¹¹⁶ Pièce [B-0140](#), p. 21 (par. 96).

¹¹⁷ Dossier R-4110-2019, décision [D-2022-062](#), p. 120 (par. 462).

¹¹⁸ Décision [D-2023-011](#), p. 20 (par. 55 à 58).

l'hiver, a été revue de 6,0 TWh à 5,6 TWh. Cette révision tient compte du fait que la capacité totale de production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre est maintenant sous le contrôle d'Hydro-Québec dans le cadre de ses activités de production (le Producteur). La Régie prend donc acte que le Distributeur intègre le volume d'énergie disponible à partir de cette interconnexion à la capacité de livraison du Producteur, en cohérence avec l'utilisation des marchés de court terme limitée aux marchés externes. **Dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, la Régie demande au Distributeur de valider l'impact de cette diminution sur les limites d'achats d'énergie sur les marchés de court terme.**

[199] L'AHQ-ARQ observe que :

- Le Distributeur se permet de compter sur des achats d'énergie s'élevant à 3,6 TWh au cours de l'hiver 2027 dans certains bilans qu'il a soumis en preuve¹¹⁹;
- Le Distributeur a réalisé des achats de court terme en 2022 qui totalisent 4,2 TWh sur les cinq mois (5) d'hiver¹²⁰.

[200] L'AHQ-ARQ recommande de hausser de 3 TWh à 4 TWh la limite des achats de court terme en hiver, prévus en planification, pour un scénario moyen de la demande¹²¹.

[201] Le Distributeur rappelle qu'il utilise un critère de planification en énergie qui limite à 3 TWh en hiver les achats sur les marchés de court terme, à conditions climatiques normales. Il précise que ce critère de planification est celui utilisé dans le dossier R-4110-2019 et approuvé par la Régie dans sa décision D-2022-062¹²². La Régie statuait alors sur le recours aux marchés de court terme en énergie dans la stratégie d'approvisionnement du Distributeur de la manière suivante :

« [448] La Régie note que les positions diffèrent au sujet de l'utilisation des marchés de court terme. D'une part, l'AHQ-ARQ et l'AOCIE-CIFO soutiennent que le Distributeur les sous-utilise, incluant le marché interne du Québec. D'autre part, l'AQPER est préoccupée par un recours croissant aux marchés de court terme et la part importante des transactions du Distributeur avec le Producteur.

[449] 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

¹¹⁹ Pièces [B-0011](#), tableau 3.2, p. 13 et [B-0020](#), tableau 3.2 Révisé, p. 13

¹²⁰ Pièce [B-0056](#), tableau R-7.2, p. 18.

¹²¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 75.

¹²² Pièce [B-0140](#), p. 22 (par. 97 et 98).

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 terme.

[450] Toutefois, si le Distributeur devait privilégier un plus grand recours aux approvisionnements de long terme pour assurer sa fiabilité en énergie, il devrait rechercher des produits de type cyclable ou encourir le risque de sous-utiliser significativement l'électricité patrimoniale, lorsque la demande est moins élevée que prévu. La Régie est d'avis que le Distributeur a besoin de la flexibilité que lui offrent les marchés de court terme pour gérer les aléas de la demande.

[451] La Régie ne retient donc pas les recommandations de l'AHQ-ARQ et de l'AQCIE-CIFQ et considère que la stratégie d'utilisation des marchés de court terme du Distributeur contribue adéquatement à la gestion des aléas de la demande en énergie »¹²³. [nous soulignons], [note de bas de page omise]

[202] Le Distributeur souligne qu'il est en mesure d'acheter davantage. Le critère de planification lui permet de préserver une marge de manœuvre pour faire face à un aléa, comme un hiver froid¹²⁴.

Opinion de la Régie

[203] La Régie rappelle que le volume de 6 TWh a été établi dans le cadre du plan d'approvisionnement précédent sur la base de la capacité historique d'achat en énergie auprès des marchés externes, pour 90 % des heures de l'hiver¹²⁵. Le Distributeur soumettait alors que cette évaluation était prudente, puisque la dépendance maximale envers les marchés externes correspond à la capacité d'achat du Distributeur en hiver seulement, alors que les volumes pouvant être acquis annuellement sont supérieurs¹²⁶.

¹²³ Dossier R-4110-2019, décision [D-2022-062](#), p. 116 et 117 (par. 448 à 451).

¹²⁴ Pièce [B-0140](#), p. 22 (par. 99).

¹²⁵ Dossier R-4110-2019 Phase 1, pièce [B-0009](#), Section 6, tableau 6.1, p. 43.

¹²⁶ Dossier R-4110-2019, pièce [B-0009](#), p. 25.

[204] La Régie constate que le bilan en énergie, qui intègre les résultats des A/O 2021-01 et A/O 2021-02 et le règlement sur un bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne, ne comporte plus d'achat planifié supérieur à 3 TWh en hiver sur l'horizon du Plan¹²⁷.

[205] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur à l'égard du critère de planification en énergie qui limite, à conditions climatiques normales, les achats de court terme sur les marchés externes à 6 TWh par année dont 3 TWh en hiver.

[206] En conséquence, la Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de hausser de 3 TWh à 4 TWh la limite d'achats de court terme planifiés en hiver pour un scénario moyen de la demande.

[207] La Régie maintient la contribution maximale des marchés de court terme en énergie à 6 TWh par année dont 3 TWh en hiver, à conditions climatiques normales.

4.7 STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

[208] Conformément à la décision D-2023-011¹²⁸ la Régie traitera dans la phase 2 du présent dossier de la stratégie pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance par le Distributeur.

[209] En prévision de cette phase, la Régie demande au Distributeur de :

1. Mettre à jour la prévision de la demande en puissance et en énergie, incluant l'impact des mesures d'efficacité énergétique;
2. Tenir compte de la contribution des contrats octroyés dans le cadre des A/O 2021-01 et 2021-02 et de la contribution attendue de l'A/O 2023-01;
3. Mettre à jour la puissance et l'énergie additionnelles requises;
4. Respecter les critères de fiabilité en puissance et en énergie.

¹²⁷ Pièce [B-0077](#), tableau R-1.1, p. 7.

¹²⁸ Décision [D-2023-011](#).

[210] La Régie fait part au Distributeur des attentes suivantes pour la phase 2 :

1. Préciser la stratégie de maintien des approvisionnements en énergie éolienne, en biomasse et des petites centrales hydrauliques dont les contrats arrivent à terme d'ici la fin de l'horizon du Plan;
2. Préciser les stratégies d'approvisionnement de court terme et de long terme en énergie;
3. Actualiser la stratégie de déploiement des moyens de GDP;
4. Faire le point sur la contribution de l'abaissement de tension;
5. Préciser les stratégies d'approvisionnement de court terme et de long terme en puissance.

5. BLOC RÉSERVÉ À L'USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS

Position du Distributeur

[211] Selon le Distributeur, le présent Plan s'inscrit dans un contexte où la transition énergétique, nécessaire à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), l'électrification de l'économie et l'émergence de filières économiques exercent une influence majeure sur ses ventes. Ce contexte entraîne un resserrement marqué des bilans en énergie et en puissance, ainsi que la nécessité de ramener à zéro le solde du Bloc réservé de 267,4 MW¹²⁹ pour la catégorie de consommateurs utilisant l'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

[212] Le Distributeur demande donc à la Régie de devancer le suivi prévu au prochain dossier tarifaire afin de réévaluer à la baisse la quantité du Bloc réservé prévu pour l'alimentation des clients assujettis au tarif CB (Clients CB), accompagné d'une modification de la définition de « bloc réservé » prévue à l'article 21.1 des Conditions de service¹³⁰.

¹²⁹ Bien que le Distributeur et certains intervenants indiquent 270 MW, le solde exact est de 267,4 MW (300MW - 32,6 MW de l'AP-2019-01).

¹³⁰ Pièce [B-0002](#), p. 3.

[213] Dans sa demande, le Distributeur rappelle que :

« L'appel de propositions lancé pour attribuer le Bloc réservé ayant donné lieu à la signature d'ententes d'avant-projet totalisant 32,6 MW, la formation de la Régie demande au Distributeur, dans sa décision D-2021-007 rendue le 28 janvier 2021, de faire une proposition dans le cadre d'une phase 3 du Dossier CB quant à la manière dont les mégawatts restants du Bloc réservé doivent être alloués [...] »

Dans cette même décision^[131], la Régie indiquait au Distributeur, que, si elle souhaitait que le nombre de mégawatts prévus dans le Bloc réservé soit revu, elle pouvait en faire la demande dans le cadre de la phase 3 du Dossier CB [...] »^[132].

[214] Le 9 avril 2021, en suivi de la décision D-2021-007, le Distributeur déposait sa preuve lors de la phase 3 du dossier R-4045-2018 (Dossier CB). À cette occasion, il indiquait que, selon les prévisions disponibles, le bilan en énergie serait très serré à compter de 2025. Il confirmait alors qu'il serait néanmoins en mesure d'assurer l'approvisionnement d'une charge additionnelle, correspondant à la portion non allouée du Bloc réservé, sans que cela ne devance le besoin pour un nouvel approvisionnement de long terme.

[215] Le 17 novembre 2021, la Régie rendait sa décision D-2021-148^[133] portant sur la phase 3 du Dossier CB. Elle prenait alors acte du fait que le Distributeur confirmait pouvoir approvisionner la charge additionnelle du solde du Bloc réservé et permettait l'attribution de ce dernier par l'entremise d'un guichet unique selon le mode « *premier arrivé, premier servi* ».

[216] La Régie établissait également que le suivi concernant la réévaluation du volume du Bloc réservé se ferait dans le cadre du dossier visant l'établissement des tarifs d'électricité applicables au 1^{er} avril 2025.

[217] Au présent dossier, le Distributeur mentionne que le contexte énergétique actuel est fort différent de celui qui prévalait au 9 avril 2021, lors du dépôt de la preuve de la phase 3 du Dossier CB. Le bilan en énergie déposé dans le cadre du Plan est très serré, et ce, avant même l'intégration de la quantité du solde du Bloc réservé.

¹³¹ Dossier R-4045-2018, décision [D-2021-007](#), p. 50, par. 170 et 171.

¹³² Pièce [B-0002](#), p. 3 à 5.

¹³³ Dossier R-4045-2018, décision [D-2021-148](#).

[218] En réponse à une DDR de la Régie, il précise ce qui suit :

« Le bilan d'énergie de l'État d'avancement 2020 montrait des achats d'énergie de court terme prévus relativement restreints jusqu'en 2026 inclusivement, puis de nouveaux approvisionnements de long terme étaient prévus à partir de 2027 (référence : tableau R-3.7-C). Ainsi, jusqu'en 2026, le bilan d'énergie montrait une capacité à acquérir davantage d'énergie sur les marchés de court terme et suffisamment pour répondre à une charge additionnelle équivalant au solde du bloc dédié en hiver.

Dans le présent dossier, le bilan d'énergie montre des achats d'énergie prévus sur les marchés de court terme élevés, soit de près de 3 TWh en hiver dès 2025, et ce, sans l'attribution du solde du bloc dédié. Le bilan d'énergie montre donc peu ou pas de capacité d'approvisionner des charges additionnelles avant la mise en place de nouveaux approvisionnements de long terme en volume suffisant, ce qui nécessite certains délais. Le Distributeur demande donc à la Régie, dans le présent dossier, de fixer à 0 MW le solde du bloc dédié »¹³⁴. [nous soulignons]

[219] La Régie reproduit ici le tableau R-3.7-C et 3.7-D :

TABLEAU R-3.7-C :
BILAN SOMMAIRE – ÉTAT D'AVANCEMENT 2020

Catégorie	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	2018-2019*	2019-2020*	2020-2021*	2021-2022*	2022-2023*	2023-2024*	2024-2025*	2025-2026*	2026-2027*	2027-2028*	2028-2029*	2029-2030*	2030-2031*	2031-2032*
Informations sur la prévision de la demande														
• Demande (énergie) - Chaînes de blocs (TWh)			1,5	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3			
• Demande (puissance) - Chaînes de blocs (MW)			175	227	238	236	220	205	192	179	168			
Énergie additionnelle requise														
• Achats sur les marchés de court terme (TWh)			0,2	0,6	0,9	1,3	1,6	1,7	3,7	4,9	5,3			
• Approvisionnement de long terme (TWh)			-	-	-	-	-	-	0,4	2,5	3,3			

TABLEAU R-3.7-D :
BILAN SOMMAIRE – PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032

Catégorie	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	2018-2019*	2019-2020*	2020-2021*	2021-2022*	2022-2023*	2023-2024*	2024-2025*	2025-2026*	2026-2027*	2027-2028*	2028-2029*	2029-2030*	2030-2031*	2031-2032*
Informations sur la prévision de la demande														
• Demande (énergie) - Chaînes de blocs (TWh)					2,0	2,0	2,2	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
• Demande (puissance) - Chaînes de blocs (MW)					255	265	280	308	328	336	336	336	336	336
Énergie additionnelle requise														
• Achats sur les marchés de court terme (TWh)					1,6	2,3	3,1	3,6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
• Approvisionnement de long terme (TWh)					-	-	-	0,3	5,1	10,6	13,3	16,3	19,4	23,5

*Période de référence pour la puissance (hiver).

Source : Pièce B-0043, p. 19.

[220] Par ailleurs, le Distributeur affirme que sa position est conforme au Décret, lequel mentionne qu'il y aurait lieu de considérer que l'allocation d'un bloc dédié à un secteur spécifique, pour des demandes de branchement qui ne sont pas prioritaires ni stratégiques, constitue un risque à la capacité du Distributeur de répondre adéquatement aux demandes de branchement prioritaires et stratégiques qui lui sont soumises.

¹³⁴ Pièce B-0043, p. 19 et 20.

[221] Ainsi, tout volume attribué pour un usage cryptographique mettrait non seulement une pression supplémentaire sur les bilans déjà serrés, mais augmenterait aussi le risque pour le Distributeur de ne pas pouvoir répondre aux demandes de branchement de secteurs prioritaires et stratégiques établis par le Gouvernement.

[222] Or, le Décret précise la nécessité pour le Distributeur de s'assurer de disposer d'énergie propre pour favoriser la transition énergétique et que l'utilisation de l'énergie disponible soit alignée avec les besoins des filières stratégiques, ce qui exclut, selon lui, le secteur des chaînes de blocs.

[223] Le Distributeur soumet également que sa proposition est cohérente dans le contexte de la Loi sur le plafonnement et la diminution de la limite liée à l'obligation de desservir, considérant que la charge associée à de nouveaux projets de minage de cryptomonnaies peut être fractionnée dans différents lieux de consommation afin d'éviter le processus d'évaluation pour les projets d'une puissance de 5 000 kW et plus¹³⁵.

[224] Il soutient que la demande du secteur demeure élevée, tel que déposé en preuve¹³⁶, d'autant plus que BC Hydro, NB Power et Manitoba Hydro ont suspendu récemment les projets de cryptomonnaie sur leurs territoires respectifs. Le Distributeur est d'avis que la réduction du nombre de juridictions accessibles fait en sorte que les clients pourraient chercher à avoir accès à un bloc d'énergie renouvelable¹³⁷.

[225] Par sa demande de mettre fin au guichet unique et au processus d'attribution prévu à l'article 1.3 des Conditions de service, le Distributeur demande également à la Régie de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par des clients retenus au terme de l'A/P 2019-01.

[226] Selon le Distributeur, le retrait de l'obligation de réattribution des quantités est cohérent avec la proposition de fixer le solde du Bloc réservé à 0 MW et le Décret. Si l'obligation de réattribuer continuellement les quantités devait être conservée, cela ferait en sorte de maintenir un bloc dédié pour un secteur qui n'est pas considéré comme stratégique, ce qui serait à son avis contraire aux dispositions du Décret.

¹³⁵ Pièce [B-0115](#), p. 12.

¹³⁶ Pièce [B-0135](#), p. 3.

¹³⁷ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 245.

[227] De plus, si cette obligation de réattribution devait être maintenue, il faudrait également maintenir le guichet unique et la liste d'attente, ce qui impliquerait de mettre en ligne et tenir à jour la page Web dédiée au guichet unique et à ladite liste d'attente¹³⁸.

[228] Enfin, le Distributeur soumet que l'objet du présent dossier n'est pas de fixer de nouvelles conditions de service ou de rendre l'accès au solde du Bloc réservé conditionnel à certaines conditions, comme le souhaite l'intervenant PNCW. Il souligne que la question des conditions de service a déjà été réglée dans le cadre du dossier R-4045-2018¹³⁹.

Position des intervenants

[229] Selon son analyse du bilan en énergie intégrant les résultats des appels d'offres de long terme terminés et en cours, l'AHQ-ARQ estime raisonnable la demande du Distributeur de surseoir à l'application des modalités du processus d'attribution du Bloc réservé prévues dans les Conditions de service et à l'ouverture du guichet unique. L'intervenante met en évidence les approvisionnements de long terme comme suit :

TABLEAU R-1.1 :
BILAN D'ÉNERGIE
APRÈS INTÉGRATION DES RÉSULTATS DES APPELS D'OFFRES A/O 2021-01 ET A/O 2021-02
ET DU RÈGLEMENT SUR UN BLOC DE 1 500 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

En TWh	PA 20-29			EA 2020			EA 2021							
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
BESOINS	190,6	189,2	192,9	195,2	197,8	200,4	203,1	205,6	209,2	211,2	213,8	216,6	220,0	
APPROVISIONNEMENTS														
Approvisionnements planifiés														
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	171,2	173,8	175,1	176,8	177,8	178,6	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	
Base et cyclable - HQP	3,5	3,4	3,6	3,7	3,9	4,0	4,3	0,8	-	-	-	-	-	
Énergie rappelée - HQP	-	-	-	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5	-	-	-	-	-	
Contrats de puissance HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1	
Biomasse et petite hydraulique	2,6	2,8	2,9	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2	
Nouveaux approvisionnements prévus*							0,5	5,0	6,6	8,1	9,5	9,5	9,5	
Énergie additionnelle requise														
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,2	1,1	1,6	2,3	3,1	3,4	4,6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
• Dont achats en hiver	0,4	0,2	1,0	1,5	2,2	2,7	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
• Dont achats hors hiver	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	-	-	1,4	4,0	5,2	6,8	9,9	14,0	
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	6,3	7,6	5,1	3,7	2,1	1,1	0,2	-	-	-	-	-	-	

*Correspond aux quantités attendues des soumissions retenues dans le cadre des A/O 2021-01 et 2021-02, soit 302 MW éolien (0,9 TWh) et 496 MW renouvelable (4 TWh) et celle prévue de l'AO qui sera lancé en 2023 pour un bloc visé de 1 500 MW éolien, pour des mises en service de 500 MW (1,5 TWh) par année échelonnées entre 2027 et 2029.

Source : Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), reprenant le tableau compris à la pièce [B-0077](#), p. 7.

¹³⁸ Pièce [B-0140](#), p. 19.

¹³⁹ Pièce [B-0140](#), p. 20.

[230] L'intervenant soumet qu'avant même l'attribution du solde du Bloc réservé, pour des ventes additionnelles sur cinq ans qui débuteraient en 2024, le bilan en énergie serait déficitaire de 1,4 TWh en 2027 et 4,0 TWh en 2028¹⁴⁰.

[231] Bitfarms demande que la Régie maintienne la quantité de MW associée au Bloc réservé.

[232] L'intervenante soumet que l'exercice que suggère le Décret, consistant à évaluer le risque que peut représenter l'allocation d'un bloc dédié à un secteur spécifique pour la capacité du Distributeur à répondre adéquatement aux demandes de branchement prioritaires et stratégiques, ne conduit pas nécessairement à la conclusion que la quantité de MW associée au Bloc réservé doit être révisée à la baisse quant aux MW déjà réservés¹⁴¹.

[233] Cette conclusion est basée sur quatre constats mis de l'avant par l'intervenante :

1. La décision rendue dans le cadre du dossier R-4045-2018 approuvant la création du Bloc réservé, tout comme le processus d'attribution du solde du Bloc réservé qui a suivi en phase 3, constituait une décision finale permettant déjà de limiter le risque pour la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon du Plan déposé au présent dossier;
2. Les tarifs et conditions de service approuvés par la Régie pour l'attribution du Bloc réservé permettent de récupérer les coûts du service public de manière très rentable en période hors pointe, contribuant ainsi à financer les efforts de transition énergétique sur l'horizon du Plan;
3. La sécurité d'approvisionnement n'est pas à risque avec l'attribution du Bloc réservé au minimum d'ici le dépôt du prochain plan d'approvisionnement du Distributeur et l'alimentation en service non ferme des Clients CB pose moins de risques que plusieurs autres catégories de clients du Distributeur;
4. Le Bloc réservé constitue un des meilleurs outils de gestion de la pointe hivernale pour le Distributeur et à moindres coûts¹⁴².

[234] En réponse à une DDR de la Régie, Bitfarms soumet que le décret 646-2018¹⁴³ et le Décret poursuivent des objectifs similaires, à savoir le contrôle de la demande provenant

¹⁴⁰ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 93 et 94.

¹⁴¹ Pièce [C-Bitfarms-0068](#), p. 2.

¹⁴² Pièce [C-Bitfarms-0068](#), p. 2 et 3.

¹⁴³ [Décret concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie relatives à l'encadrement des consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs](#), 30 mai 2018, à l'origine du dossier R-4045-2018.

d'une catégorie de consommateurs spécifique, afin de mitiger les conséquences alléguées sur la capacité du Distributeur à répondre à des demandes d'alimentation provenant de secteurs d'importance, stratégiques ou prioritaires. En conséquence, l'examen de la Régie au dossier R-4045-2018 ayant mené à l'adoption du Bloc réservé prend déjà en compte les préoccupations du Gouvernement¹⁴⁴.

[235] Bien que les besoins en énergie aient pu évoluer depuis la fin du dossier R-4045-2018, selon Bitfarms, la catégorie de consommateurs cryptographiques ne constitue pas un risque pour le Distributeur. Elle représente plutôt une source de revenus, au bénéfice des clients du Distributeur avec des besoins d'une pointe hivernale¹⁴⁵.

[236] Par ailleurs, Bitfarms soumet que la demande du Distributeur n'est pas présentée dans le cadre d'un processus de modification tarifaire selon l'article 48.2 de la Loi et le Distributeur n'a pas formulé une telle demande. Le Décret ne répond pas non plus à un rapport présenté par le Distributeur au sens de l'article 48.3, de sorte que la Régie ne peut rendre une décision ayant pour effet de modifier les tarifs auxquels l'électricité est distribuée par le Distributeur.

[237] Or, selon l'intervenante, c'est précisément ce que demande le Distributeur à l'égard du Bloc réservé, puisqu'elle a pour effet de modifier le paragraphe d) de la définition de « puissance autorisée » à l'article 7.2 du texte des Tarifs, lequel inclut une référence au Bloc réservé. La définition de « puissance autorisée » prévue aux Tarifs ne peut être modifiée dans le cadre d'une demande d'approbation d'un plan d'approvisionnement¹⁴⁶.

[238] Quant aux modifications à l'obligation de desservir à l'égard de la catégorie de consommateurs ayant un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, à la suite de l'adoption de la Loi sur le plafonnement, Bitfarms soumet que le Distributeur confirme que les Clients CB peuvent participer au processus d'allocation, tout en ayant un bloc d'électricité qui leur est réservé. Il revient alors au Ministre de décider des projets les plus adéquats pour bénéficier du raccordement¹⁴⁷.

[239] Ainsi, selon l'intervenante, si le Ministre décidait d'aller de l'avant avec un projet d'un Client CB selon les prescriptions de la Loi sur le plafonnement, il autoriserait la

¹⁴⁴ Pièce [C-Bitfarms-0075](#), p. 6.

¹⁴⁵ Pièce [C-Bitfarms-0081](#), p. 23.

¹⁴⁶ Pièce [C-Bitfarms-0081](#), p. 13.

¹⁴⁷ Pièce [C-Bitfarms-0081](#), p. 29.

puissance demandée et cette consommation par le client constituerait nécessairement de la « puissance autorisée ». Or, selon le cadre réglementaire actuel, ce client deviendrait assujéti au tarif dissuasif, compte tenu de l'application de l'article 7.2 des Tarifs et de la définition de « puissance autorisée », ce qui, selon Bitfarms, contredirait directement les décisions rendues dans le dossier R-4045-2018.

[240] Dans les circonstances, Bitfarms soumet qu'une modification à la définition de « bloc réservé » prévue à l'article 21.1 des Conditions de service serait alors nécessaire afin de prévoir la procédure de délivrance d'une autorisation par le Ministre en vertu de l'article 76, alinéa 2, de la Loi¹⁴⁸.

[241] Bitfarms affirme également que, contrairement aux prétentions du Distributeur, la popularité du secteur est déjà freinée et ce, pour répondre aux préoccupations formulées par le Gouvernement dans le décret 646-2018.

[242] De plus, selon Bitfarms, le risque relatif au fractionnement des projets dans le but d'éviter le processus d'évaluation pour les projets d'une puissance de 5 MW et plus demeure théorique. La preuve qu'elle a présentée¹⁴⁹ démontre que ce risque de fractionnement des projets est marginal¹⁵⁰, tout comme la réponse à l'engagement 5 démontre que les projets de moins de 5 MW sont marginaux en termes de nombre de MW, totalisant 17 MW d'appel de puissance¹⁵¹.

[243] Ainsi, selon Bitfarms, l'allocation des 300 MW du Bloc réservé aux Clients CB ne s'inscrit pas en contradiction avec les préoccupations économiques, sociales et environnementales du Décret, générant au contraire des revenus, des effacements à la pointe à coût nul, contribuant ainsi à financer les efforts associés à la transition énergétique sur l'horizon du Plan¹⁵².

[244] Le GRAME soutient qu'il est dans l'intérêt public de revoir l'utilisation de l'énergie disponible sur l'horizon du Plan afin de ne pas limiter la capacité du Distributeur à participer activement à la transition énergétique du Québec.

¹⁴⁸ Pièce [C-Bitfarms-0081](#), p. 32 (par. 94).

¹⁴⁹ Pièce [A-0058](#), NS volume 5, p. 41 à 43.

¹⁵⁰ Pièce [C-Bitfarms-0081](#), p. 35.

¹⁵¹ Pièce [A-0053](#), NS volume 3, p. 131.

¹⁵² Pièce [C-Bitfarms-0081](#), p. 25.

[245] Selon la preuve du Distributeur, l'attribution de l'intégralité du solde du Bloc réservé exercerait une pression additionnelle dès 2025 sur la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement. Selon le GRAME, cela représenterait également un risque quant à la capacité de répondre aux demandes issues de secteurs prioritaires et stratégiques.

[246] Considérant l'importance de la cohérence avec les objectifs du Gouvernement en lien avec la transition énergétique, le GRAME recommande d'approuver la demande du Distributeur de surseoir à l'application des modalités du processus d'attribution du Bloc réservé¹⁵³.

[247] HIVE rappelle qu'à son centre de calcul de Lachute, la chaleur générée par ses activités est redistribuée aux installations de l'entreprise voisine. HIVE dit souhaiter développer davantage de projets de ce type. L'intervenante précise qu'elle cherche à établir ses projets en région au Québec et que le retrait du Bloc réservé mettrait fin à tous ses projets de développement au Québec¹⁵⁴.

[248] Dans son argumentation, HIVE plaide que le Distributeur n'est pas autorisé à utiliser le forum de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement pour demander la révision des ordonnances de la Régie rendues dans la décision D-2021-148 relativement à l'allocation du solde du Bloc réservé.

[249] L'intervenante soumet également que l'interprétation large de la Loi qui avait été mise de l'avant dans ce contexte ne vient cependant pas limiter le principe de la chose jugée, dont bénéficient les décisions de la Régie. Elle souligne que les décisions de la Régie sont finales et sans appel, sauf par ordonnance de révocation ou de révision de la décision par la Régie¹⁵⁵.

[250] HIVE soumet que les demandes de révision ou de révocation des décisions de la Régie doivent être déposées dans un délai de 30 jours de la décision attaquée, sauf circonstances exceptionnelles. Dans le cadre de la révision d'une décision, la Régie n'est pas appelée à reconsidérer le fondement de la décision pour apprécier à nouveau les faits et rendre une décision plus appropriée. Il ne s'agit pas non plus d'un moyen par lequel la formation en révision substituerait sa propre appréciation des faits à celle de la première formation.

¹⁵³ Pièce [C-GRAME-0034](#), p. 3 et 4.

¹⁵⁴ Pièce [C-HIVE-0069](#), p. 2 et 3.

¹⁵⁵ Pièce [C-HIVE-0072](#), p. 6 et 7.

[251] HIVE note que le Distributeur n'allègue aucun des cas d'ouverture de l'article 37 de la Loi, ni n'explique en quoi des circonstances exceptionnelles justifient le délai pour entreprendre sa demande de révision.

[252] De plus, HIVE est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré le bien-fondé d'être relevé de l'obligation d'allouer le solde du Bloc réservé, « *ceci considérant l'impact réel de l'allocation du solde du Bloc réservé sur ses bilans en tenant compte des outils de gestion de puissance et considérant l'entrée en vigueur de la Loi sur le plafonnement, laquelle limite l'obligation du Distributeur de desservir sa clientèle en vertu de l'article 76 de la Loi* »¹⁵⁶.

[253] D'ailleurs, HIVE soutient que la décision D-2021-148 prenait déjà en considération le bilan énergétique « très serré » du Distributeur à compter de 2025 et que l'allocation complète du Bloc réservé augmenterait les achats de court terme. L'intervenante soumet qu'aucun fait nouveau n'est invoqué au soutien de la demande du Distributeur de sursoir à l'ordonnance de la Régie, au contraire, le Distributeur a réitéré à plusieurs reprises son engagement d'allouer le solde du Bloc réservé malgré des bilans énergétiques « très serrés ».

[254] Dans son mémoire, la PNCW se dit d'accord avec le fait de réévaluer à la baisse l'actuel solde de 267,6 MW restant sur le Bloc réservé de 300 MW, mais s'oppose à sa suppression totale.

[255] L'intervenante propose une réduction du Bloc réservé à 100 MW de puissance et d'énergie associée destiné exclusivement à un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs remplissant les conditions suivantes :

1. La récupération d'au moins 50 % de la chaleur émise par l'usage cryptographique aux fins de chauffer une serre ou un autre bâtiment;
2. La création d'au moins un emploi par MW (pour l'usage de chauffe combiné à l'usage cryptographique);
3. La participation financière à au moins 50 % plus un par les autorités locales (municipalité, MRC ou conseil de bande ou autorité de Première Nation).

¹⁵⁶ Pièce [C-HIVE-0072](#), p. 2.

[256] La PNCW affirme que sa proposition s'inscrit dans le cadre de la transition énergétique du Québec, permet d'économiser le chauffage qui serait autrement requis et est alignée avec les stratégies sectorielles du Gouvernement et l'intérêt public¹⁵⁷.

[257] L'intervenante soumet que le bloc restreint à 100 MW proposé ne constitue pas un minimum à atteindre mais plutôt un maximum qui ne sera peut-être jamais atteint, étant donné les restrictions sévères imposées aux clients qui seraient admissibles à l'attribution d'une part de ce bloc¹⁵⁸.

[258] Selon la PNCW, l'autofinancement par les revenus de minage de cryptomonnaies de projets stratégiques, d'intérêt public et de développement durable serait alors rendu possible¹⁵⁹.

[259] En argumentation, le RNCREQ rappelle que depuis les débuts du dossier R-4045-2018, il soutient que le tarif CB a un impact significatif sur les bilans et qu'il y aurait lieu de limiter autant que possible l'allocation d'énergie aux usages de cryptomonnaies. Au cours de la phase 3 du dossier R-4045-2018, l'intervenant signalait notamment que « *dans le contexte actuel, il devient inévitable que la charge au tarif CB, si elle n'est pas limitée dans le temps, mènera à l'acquisition de volumes additionnels d'approvisionnements en énergie à long terme, et ce, malgré l'effacement obligatoire selon le tarif CB* »¹⁶⁰.

[260] Le RNCREQ partage donc la position du Distributeur à l'effet qu'une allocation du solde du Bloc réservé créerait une pression inopportune sur les bilans et il réitère qu'une telle allocation n'est pas souhaitable dans les circonstances. Pour ces motifs, il recommande de maintenir la suspension de l'allocation du solde du Bloc réservé pour l'usage cryptographique, voire de retirer l'obligation du Distributeur de pourvoir à cette charge.

[261] En ce qui a trait à toute réattribution de MW abandonnés, il s'en remet aux arguments du Distributeur, notamment celui de la cohérence avec le Décret.

¹⁵⁷ Pièce [C-PNCW-0016](#), p. 4 et 5.

¹⁵⁸ Pièce [C-PNCW-0023](#), p. 15.

¹⁵⁹ Pièce [C-PNCW-0023](#), p. 28.

¹⁶⁰ Pièce [C-RNCREQ-0025](#), p. 7.

Réplique du Distributeur

[262] En réplique, le Distributeur rappelle que tout bloc réservé à un secteur spécifique, et de surcroît non stratégique, est contraire aux préoccupations énoncées au Décret. Son interprétation du Décret est à l'effet que le Ministre a voulu mettre fin à un tel bloc dans sa totalité et non seulement en partie et sans discrimination quant à la taille des projets. Ce qui n'empêche pas, par ailleurs, les clients de participer au processus gouvernemental prévu pour les blocs de 5 MW et plus¹⁶¹.

[263] Dans un tel cas, le Ministre pourra déterminer au cas par cas les projets qu'il considère porteurs en fonction des critères applicables à ce processus. La discrétion lui appartient donc de choisir les projets les plus porteurs. Ainsi, un bloc appliqué aux projets de 5 MW et plus ne lierait d'aucune façon le Ministre ni ne pourrait venir encadrer sa discrétion.

[264] Le Distributeur est également d'avis que le fait de maintenir un bloc pour le secteur des chaînes de blocs reviendrait aussi à privilégier ce secteur par rapport à toutes les autres filières stratégiques déterminées par le Gouvernement qui, elles, ne bénéficient pas de blocs dédiés et dont les projets devront être analysés au mérite par le Gouvernement.

[265] Le Distributeur confirme également que le tarif applicable aux éventuels projets de 5 MW et plus retenus, le cas échéant, serait le tarif dissuasif. Il rappelle que par le Décret, le secteur des chaînes de blocs n'est pas considéré comme un secteur stratégique par le Gouvernement, et que lorsque le Décret a été édicté, au mois de novembre, il visait toutes les demandes, sans discrimination quant au seuil. Dorénavant, par l'effet de la Loi sur le plafonnement, il ne reste que la question des projets inférieurs à 5 MW à traiter¹⁶².

[266] Le Distributeur rappelle aussi que peu importe ce qui est greffé à un projet de cryptomonnaie, celui-ci demeure assujéti au risque inhérent à ce secteur et est influencé par les caractéristiques et les aléas du marché, dont le phénomène de la réduction planifiée dans le protocole Bitcoin du taux de rétribution, communément appelé « *halving* » et la fluctuation du cours du Bitcoin. Il réitère que le *halving* est un élément important, propre à ce secteur, qu'il ne faut pas minimiser¹⁶³.

¹⁶¹ Pièce [A-0064](#), NS volume 8, p. 108.

¹⁶² Pièce [A-0064](#), NS volume 8, p. 111.

¹⁶³ Pièce [A-0064](#), NS volume 8, p. 112 à 114.

[267] Quant à l'irrecevabilité de la demande, tel que plaidé par Bitfarms et HIVE, le Distributeur rappelle que sa demande a été présentée suivant les paragraphes 1 et 5 du premier alinéa de l'article 31 de la Loi, devant une formation de trois régisseurs, tel que l'exige la Loi pour ce genre de demande de modification des Conditions de service.

[268] Il réitère qu'il s'agit d'une demande de modification des Conditions de service, et non des Tarifs. Il n'est aucunement nécessaire de modifier les Tarifs afin de mettre fin au Bloc réservé, le processus d'attribution étant clairement inscrit dans les Conditions de service, et non dans le texte les Tarifs. Si l'article 1.3 des Conditions de service était retiré, le paragraphe d de l'article 7.2 des Tarifs deviendrait simplement sans objet¹⁶⁴.

[269] De plus, la demande du Distributeur ne constitue pas une demande de révision et elle n'a pas été déposée en vertu de l'article 37 de la Loi. Il rappelle que c'est la nature de la réglementation économique et du domaine de l'énergie que les choses évoluent¹⁶⁵. Ainsi, la Régie a régulièrement reconsidéré certains éléments de ses décisions passées, certaines de ses ordonnances, ce qui est demandé par le Distributeur.

[270] En audience, le Distributeur s'exprime comme suit :

« À titre d'exemple, les Conditions de service évoluent régulièrement, elles ne sont certainement pas fixés à tout jamais. Puis je dirais surtout, ici, on n'est pas dans un « lis inter partes », on n'est pas... ou effectivement la notion de chose jugée s'applique d'une façon, je dirais, avec une application... une application rigide. Mais on n'est pas, ici, dans un litige entre deux parties, on est en réglementation économique, on est dans un autre cadre. Puis je souligne également ici que le décret est un élément important à considérer qui confirme l'évolution du contexte, puis qui justifie aussi cette demande du Distributeur »¹⁶⁶.

[271] En terminant, le Distributeur souligne que les intervenants du secteur « chaîne de blocs » semblent toujours oublier de considérer les bilans en énergie, se concentrant sur les bilans en puissance. Or, les bilans en énergie sont serrés et l'ajout d'une charge liée au Bloc réservé apporterait une pression supplémentaire sur ces derniers.

¹⁶⁴ Pièce [A-0064](#), NS volume 8, p. 114 et 115.

¹⁶⁵ Pièce [A-0064](#), NS volume 8, p. 116.

¹⁶⁶ Pièce [A-0064](#), NS volume 8, p. 117.

Opinion de la Régie

[272] Le Distributeur demande à la Régie de devancer le suivi prévu au prochain dossier tarifaire afin de réévaluer à la baisse la quantité du Bloc réservé prévu pour l'alimentation des Clients CB. Il invoque un resserrement marqué des bilans en énergie et en puissance.

[273] La Régie constate effectivement que le bilan en énergie est très serré, avant même l'ajout de la charge associée aux chaînes de blocs. Selon le Distributeur, l'attribution du solde du Bloc réservé, peu importe la quantité, ajoute encore plus de risques à l'équilibre des bilans et pourrait impliquer le besoin de volumes d'énergie excédant la capacité d'achat maximale en provenance des marchés de court terme.

[274] La Régie considère important de rappeler d'abord le contexte dans lequel il a été décidé, dans le cadre de la décision D-2019-052, d'autoriser un bloc d'énergie réservé à hauteur de 300 MW pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

[275] En raison de la présence d'importants surplus d'énergie disponibles¹⁶⁷, au moment de l'étape 2 de la phase 1 du dossier R-4045-2018¹⁶⁸, tel qu'indiqué au tableau 15, la Régie a autorisé la création d'un bloc de 300 MW d'énergie, ce qui permettait de conserver suffisamment d'énergie afin de ne pas compromettre le développement économique de secteurs d'activités au Québec, conformément aux préoccupations du décret 646-2018¹⁶⁹. La Régie s'exprimait alors comme suit :

« [175] La création d'un bloc dédié permet, en le limitant à 300 MW et en prévoyant un effacement de 300 heures, d'éviter le besoin pour un approvisionnement supplémentaire en puissance ainsi que des achats d'énergie aux heures les plus chargées. Ce faisant, cette proposition permet de limiter l'impact sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur et de sa clientèle, tout en conservant une marge de manœuvre suffisante pour répondre à la croissance de la demande attribuable aux autres secteurs d'activités, le tout dans le respect du critère de fiabilité en énergie »¹⁷⁰.
[nous soulignons]

¹⁶⁷ Décision [D-2019-052](#), p. 43 (par. 170).

¹⁶⁸ Au IV^e trimestre de 2018.

¹⁶⁹ Dossier R-4045-2018, pièce [B-0004](#), p. 4.

¹⁷⁰ Dossier R-4045-2018, décision [D-2019-052](#), p. 44-45.

TABLEAU 15
BILAN EN ÉNERGIE

En TWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	182,1	183,8	185,9	185,5	187,3	188,5	190,3	190,6	191,6
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	16,7	17,0	17,5	17,8	18,1	18,5	19,0	19,3	19,7
• Base et cyclable - HQP	3,1	3,1	3,1	3,2	3,4	3,7	4,2	4,4	4,5
• Énergie rappelée - HQP	-	-	-	-	0,1	0,4	0,8	0,9	0,9
• Appel d'offres de long terme - HQP	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
• Éolien	11,2	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,3
• Biomasse et petite hydraulique	2,3	2,5	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Achats d'énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,6
Surplus	(13,4)	(12,1)	(10,4)	(11,1)	(9,7)	(8,9)	(7,6)	(7,6)	(7,0)

Source : *Suivi du Plan d'approvisionnement 2017-2026 au 31 octobre 2017*, p. 10.

[276] Les surplus d'énergie considérables prévus au plan d'approvisionnement 2017-2026 et dans les états d'avancement qui ont suivi, ont fait place à des surplus plus modestes au plan d'approvisionnement 2020-2029.

[277] Cette réduction des surplus, selon l'État d'avancement 2020 connu au moment du dépôt de la proposition du Distributeur lors de la phase 3 du dossier R-4045-2018, permettait à ce dernier d'affirmer être en mesure d'approvisionner une charge additionnelle correspondant à la portion non allouée du Bloc réservé :

« En énergie, l'attribution complète du Bloc dédié de 300 MW augmenterait les achats de court terme et l'utilisation des approvisionnements existants pourrait devoir être modifiée. Toutefois, malgré un bilan d'énergie très serré à partir de 2025, et selon les prévisions actuelles, le Distributeur considère que cela n'entraînerait pas le devancement du besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme en énergie »¹⁷¹. [nous soulignons]

[278] La Régie constate, au Tableau 16 - Évolution des surplus, qu'avant même l'intégration de la quantité du solde du Bloc réservé, les surplus de 6 ou 7 TWh prévus pour 2026 lorsque le bloc a été fixé à 300 MW sont à toute fin pratique disparus dès l'année 2026 du Plan.

¹⁷¹ Dossier R-4045-2018, pièce [B-0290](#), p. 6.

TABLEAU 16
ÉVOLUTION DES SURPLUS¹⁷²

TWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Plan 2017-2026	13,2	13,3	12,6	11,3	12,2	11,4	10,8	9,6	9,6	9,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
État d'avancement 2017	s.o.	13,4	12,1	10,4	11,1	9,7	8,9	7,6	7,6	7,0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
État d'avancement 2018*	s.o.	s.o.	9,8	5,1	4,6	3,9	3,6	2,5	5,7	6,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Plan 2020-2029	s.o.	s.o.	s.o.	6,3	3,9	2,5	2,0	1,2	1,7	3,1	1,5	0,4	0,6	n.d.	n.d.	n.d.
État d'avancement 2020	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	7,6	6,2	5,1	3,7	3,6	3,7	0,9	-	*	n.d.	n.d.	n.d.
État d'avancement 2021	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	5,1	3,8	2,2	2,1	2,2	-	-	-	n.d.	n.d.	n.d.
Plan 2023-2032 ⁽¹⁾	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	3,7	2,1	1,1	0,2	0,1	1,4	1,0	0,3	-	-
DOR no. 2 de la Régie ⁽²⁾	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	3,7	2,1	1,1	0,2	-	-	-	-	-	-

[*] Inclus le bloc réservé de 300 MW pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sur la période 2020 à 2024.

[1] Tient compte des contributions de l'A/O 2021-01 (480 MW d'énergie renouvelable), de l'A/O 2021-02 (300 MW d'énergie éolienne), de l'A/O 2022-01 (1 300 MW d'énergie renouvelable) et de l'A/O 2022-02 (1 000 MW d'énergie éolienne)

[2] Tient compte de l'annulation des A/O 2022-01 et 2022-02, des contributions des A/O 2021-01 et 2021-02 et de l'A/O 2023-01 (1 300 MW d'énergie éolienne)

Sources : Dossier R-3986-2016, pièce [B-0006](#), tableau 6, p. 17, [État d'avancement 2017](#), tableau 6, p. 10, [État d'avancement 2018](#), tableau 6, p. 11; Dossier R-4110-2019, pièce [B-0009](#), tableau 3.1, p. 17, [État d'avancement 2020](#), tableau 3.1, p. 21, [État d'avancement 2021](#), tableau 3.1, p. 21; Pièces [B-0020](#), tableau 3.2 révisé, p. 13 et [B-0077](#), tableau R-1.1, p. 7.

[279] La Régie convient, à l'instar de Bitfarms et HIVE, que la nature serrée du bilan en énergie était déjà présente au moment de la phase 3 du dossier R-4045-2018. Cependant, la Régie est d'avis que l'attribution du solde du Bloc réservé aura un impact contribuant au devancement du besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme en énergie, ce qui constitue un changement important par rapport à la situation prévalant au moment de la phase 3 du dossier R-4045-2018.

[280] La Régie partage le constat de Bitfarms et HIVE à l'effet qu'en raison de l'effacement prévu aux heures de pointe, l'impact du Bloc réservé est limité sur le bilan en puissance du Distributeur.

[281] La Régie juge cependant que l'information actuellement disponible au bilan en énergie diffère de celle disponible lors de la phase 3 du dossier R-4045-2018. Le bilan en énergie s'avère davantage serré qu'il ne l'était lors de l'examen du plan d'approvisionnement 2020-2029, avant même l'attribution de la charge associée aux chaînes de blocs. L'addition du solde du Bloc réservé ajoute encore plus de risques à l'équilibre des bilans.

[282] **À la lumière de l'évolution du contexte énergétique présentée dans le cadre du présent dossier, la Régie est d'avis qu'il est opportun de revoir dès à présent le volume du Bloc réservé.** La Régie rappelle que l'approbation d'un plan d'approvisionnement et la

¹⁷² Tableau compilé par la Régie à partir des tableaux Bilan en énergie déposés aux différents plans d'approvisionnement et leurs états d'avancement depuis le plan 2017-2026.

fixation de tarifs et de conditions de service conduisent, en vertu de leur nature prospective, à des décisions qui sont sujettes à évoluer en fonction d'un contexte énergétique changeant.

[283] La Régie a examiné la proposition de la PNCW de réduire le solde du Bloc réservé à 100 MW destiné exclusivement aux projets de minage de cryptomonnaies permettant, notamment, de récupérer au moins 50 % de la chaleur émise pour le chauffage d'une serre et la création d'au moins un emploi par MW. Un des projets mis de l'avant par l'intervenante nécessite une consommation d'environ 8 MW d'électricité¹⁷³.

[284] Bien qu'elle soit favorable à la récupération de chaleur, la Régie partage l'opinion du Distributeur à l'effet que peu importe ce qui est greffé à un projet de cryptomonnaies, celui-ci demeure assujéti aux caractéristiques et aux risques inhérents à ce secteur¹⁷⁴.

[285] La Régie rappelle également qu'elle s'est prononcée sur une question similaire dans le cadre de la décision D-2019-052¹⁷⁵, soit une demande d'exemption agricole lorsque la chaleur récupérée constituait la source primaire de chaleur pour des serres agricoles.

[286] Reprenant un passage d'une décision de la Commission de protection des terres agricoles de 2018 stipulant que « *la chaleur générée par l'activité de minage n'est aucunement en lien avec les besoins agricoles réellement nécessaires à l'exploitation des serres puisque celle-ci serait invariablement produite de façon constante lors des opérations de calculs effectuées par les modules informatiques, qu'elle soit réutilisée ou non* »¹⁷⁶, la Régie rejette alors la demande d'exemption agricole, après analyse d'un rapport d'agronome comparant la consommation énergétiques de différentes sources de chaleur pour le chauffage d'une serre maraîchère.

[287] Selon la Régie, en l'absence de surplus, il importe d'utiliser le tarif approprié et de n'utiliser que l'énergie réellement nécessaire au chauffage d'un projet de serre maraîchère et uniquement lorsqu'un tel chauffage est requis. D'autant plus que depuis 2020, la Régie a approuvé un nouveau tarif avantageux spécifiquement pour le secteur serricole, soit l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse ou le chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux, également disponible aux clients LG.

¹⁷³ Pièce [A-0058](#), NS volume 5, p. 173.

¹⁷⁴ Pièce [A-0064](#), NS volume 8, p. 111.

¹⁷⁵ Dossier R-4045-2018, décision [D-2019-052](#), p. 80 à 82.

¹⁷⁶ Dossier R-4045-2018, pièce [B-0118](#), p. 36.

[288] En conséquence, la Régie ne retient pas la recommandation de modification des Conditions de service proposée par la PNCW.

[289] Tel qu'indiqué précédemment, le bilan en énergie s'avère davantage serré qu'il ne l'était au plan d'approvisionnement 2020-2029, avant même la charge associée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. L'addition du solde du Bloc réservé ajoute encore plus de risques à l'équilibre des bilans.

[290] La Régie rappelle que, même en ramenant à zéro la quantité associée au solde du Bloc réservé, la quantité d'énergie autorisée pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs au Québec demeure considérable, soit de 190,6 MW sur le réseau d'Hydro-Québec et de 250,7 MW au sein des réseaux municipaux, pour un total de 441,3 MW¹⁷⁷.

[291] Le Gouvernement indique notamment à la Régie par le Décret la préoccupation suivante, soit qu'elle doit s'assurer que le Distributeur dispose d'énergie propre en quantité suffisante afin de favoriser la transition énergétique et l'électrification de l'économie, de même que l'atteinte des cibles de réduction de GES et d'accroître la prospérité collective du Québec en s'alignant avec les besoins des filières stratégiques identifiées notamment au Plan pour une économie verte 2030.

[292] La Régie juge également qu'il est dans l'intérêt public de favoriser la transition énergétique et de répondre aux besoins des filières stratégiques.

[293] Conséquemment, la Régie approuve la demande du Distributeur de ramener à zéro MW la quantité associée au solde du Bloc réservé prévu pour l'alimentation des Clients CB.

[294] Le Distributeur demande également à la Régie de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par des clients retenus au terme de l'A/P 2019-01. Au soutien de sa demande, le Distributeur invoque le fait que si cette obligation de réattribution des quantités d'énergie rendue disponible devait être maintenue, il faudrait également maintenir le guichet unique et la liste d'attente, ce qui impliquerait de mettre en ligne et tenir à jour la page Web dédiée au guichet unique et à ladite liste d'attente.

¹⁷⁷ Communiqué de la Régie de l'énergie du 28 janvier 2021 : [Cryptomonnaies : la Régie de l'énergie rend une décision.](#)

[295] La Régie considère que la réattribution potentielle des quantités détenues actuellement par les clients retenus au terme de l'A/P 2019-01, à savoir 32,6 MW, comporte un risque faible d'impact sur l'équilibre des bilans du Distributeur, cette consommation étant par ailleurs déjà intégrée dans le bilan en énergie du Plan. Elle considère aussi que la réattribution potentielle des 32,6 MW ne compromet pas sérieusement la capacité de desservir les filières stratégiques.

[296] Par ailleurs, s'il advenait que des clients issus de l'A/P 2019-01 abandonnent leur demande ou résilient leur abonnement, le maintien d'un Bloc réservé de 32,6 MW pour la clientèle CB pourrait permettre à certaines entreprises de poursuivre leur développement ou à quelques nouveaux clients CB d'être desservis, contribuant ainsi au maintien d'un certain équilibre entre les besoins individuels et collectifs, comme nous y convie l'article 5 de la Loi.

[297] Par conséquent, la Régie rejette la demande du Distributeur de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par les clients retenus au terme de l'A/P 2019-01. Ainsi, la Régie maintient un Bloc réservé de 32,6 MW pour la clientèle CB.

[298] Par ailleurs, la Régie est d'avis qu'il n'est pas justifié de modifier l'ordonnance rendue dans sa décision D-2021-148 dans le cadre du dossier R-4045-2018 Phase 3 à l'égard du processus de réattribution, par le Distributeur, selon le principe du « *premier arrivé, premier servi* », des mégawatts du Bloc réservé rendus disponibles en raison de l'abandon d'un projet ou en raison de la résiliation d'un abonnement au tarif CB dont les mégawatts sont issus du Bloc réservé.

[299] Toutefois, si le Distributeur souhaite un allègement au processus de réattribution des quantités d'énergie rendues disponibles, et donc obtenir une modification aux Conditions de service, il pourra présenter cette demande dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

[300] La Régie demande au Distributeur de déposer le texte modifié des Conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs conforme aux ordonnances contenues dans la présente décision, pour approbation, dans leur version française et anglaise, au plus tard le 4 octobre 2023, à 12 h.

6. FERMETURE AUX NOUVELLES DEMANDES D'ADHÉSION AU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

[301] Le Distributeur soutient que le contexte énergétique actuel justifie le recours à l'article 6.44 *in fine* du texte des Tarifs et demande à la Régie d'approuver sa demande de refuser toute nouvelle demande d'adhésion au Tarif de développement économique (TDÉ).

[302] Le Distributeur précise qu'il honorera les ententes déjà signées avec les clients au TDÉ selon leur durée restante¹⁷⁸.

[303] Le Distributeur rappelle qu'au moment de la création du TDÉ, cette proposition tarifaire s'inscrivait dans un contexte marqué par les surplus énergétiques dont il disposait sous la forme d'une réduction temporaire par rapport aux tarifs applicables, incluant une période de transition.

[304] La Régie a approuvé le TDÉ dans sa décision D-2015-018 :

« [1028] La Régie note que cette offre tarifaire s'inscrit dans un contexte de surplus énergétique et que sa durée dépend directement de l'existence de ces surplus. Ainsi, le tarif est octroyé pour une période de temps limitée, une période durant laquelle des surplus d'électricité patrimoniale sont prévus et qui, autrement, risquent de demeurer largement invendus.

*[1029] La Régie note également qu'une révision annuelle est prévue, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, afin de modifier l'offre et sa date de terminaison en fonction de l'évolution du contexte énergétique québécois et des coûts marginaux du Distributeur »*¹⁷⁹.

[305] Pour gérer le risque lié aux changements possibles du contexte énergétique, le tarif proposé comportait une clause permettant au Distributeur d'y mettre fin en tout temps, à la suite de l'approbation de la Régie, en annonçant qu'à partir d'une certaine date toute nouvelle adhésion serait refusée :

¹⁷⁸ Pièce [B-0002](#), p. 11.

¹⁷⁹ Dossier R-3905-2014, décision [D-2015-018](#), p. 245 (par. 1028 et 1029) et p. 248 (par. 1043 à 1045).

« 6.44 [...] Sous réserve de l’approbation de la Régie de l’énergie, Hydro-Québec peut cesser d’accepter de nouvelles demandes d’adhésion au tarif de développement économique si le contexte énergétique le justifie »¹⁸⁰.

[306] Le contexte de surplus énergétiques importants, à l’origine de la création du TDÉ, ne prévaut plus. Pour cette raison, le Distributeur demande donc de fermer l’adhésion au TDÉ en date de la décision que la Régie rendra.

[307] L’AHQ-ARQ, après avoir analysé le dernier bilan en énergie, recommande d’approuver la demande du Distributeur visant à cesser d’accepter de nouvelles adhésions au TDÉ¹⁸¹.

[308] La FCEI appuie également la demande du Distributeur, rappelant qu’elle formulait cette même recommandation dans le cadre du dernier plan d’approvisionnement 2020-2029 puisque le TDÉ n’est plus rentable en raison de la situation actuelle des approvisionnements¹⁸².

[309] Le GRAME appuie également la demande du Distributeur, laquelle s’inscrit dans l’intérêt public¹⁸³.

[310] Pour sa part, la PNCW recommande de rejeter cette demande du Distributeur. Elle soumet que le Distributeur n’a pas démontré que le contexte énergétique actuel ne laisse plus aucune place à l’exercice raisonnable de sa discrétion d’accorder le TDÉ à des nouveaux abonnements qui feraient partie des secteurs stratégiques et prioritaires porteurs de développement économique, lorsque le client a réellement besoin de ce tarif préférentiel pour réaliser son projet, avec la discrétion additionnelle du Ministre (prévue dans la Loi) de refuser tout nouvel abonnement de 5 MW ou plus¹⁸⁴.

Opinion de la Régie

[311] La Régie rappelle que le TDÉ a été approuvé dans un contexte et selon des conditions précisées dans la décision D-2015-018. Cette dernière stipulait notamment que la réduction

¹⁸⁰ [Tarifs d’électricité](#), p. 141.

¹⁸¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 95.

¹⁸² Pièce [C-FCEI-0018](#), p. 11.

¹⁸³ Pièce [C-GRAME-0013](#), p. 13.

¹⁸⁴ Pièce [C-PNCW-016](#), p. 74.

de 20 % offerte a été établie de façon à ce que le prix moyen facturé à un client au tarif L, après réduction, permette de couvrir l'ensemble des coûts à la marge du Distributeur¹⁸⁵.

[312] En conformité avec la décision D-2015-018, le Distributeur dépose le suivi du TDÉ, dont le tableau 17 présentant la simulation de la neutralité du TDÉ. Il précise :

« L'analyse de rentabilité montre que le coût à la marge du Distributeur est désormais supérieur au prix offert au TDÉ pour les clients au tarif L. Ce résultat s'explique par l'épuisement de l'électricité patrimoniale et la hausse du prix des achats de court terme »¹⁸⁶.

TABLEAU 17
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ TARIFAIRE DU TDÉ (¢/KWH)

Année	Tarif	Coût à la marge (Tarif L)						Tarif de développement économique				
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total	Écart	Prix cible moyen	Réduction	Tarif L	
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9	
2016	TDE	2,9	0,3	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9	
2017	TDE	2,9	0,0	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9	
2018	TDE	2,9	0,0	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	4,9	
2019	TDE	3,0	0,1	0,2	3,3	0,2	3,5	0,4	3,9	-20,0%	4,9	
2020	TDE	3,0	0,2	0,2	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0	
2021	TDE	3,1	0,2	0,2	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0	
2022	TDE	3,1	0,3	0,2	3,7	0,2	3,9	0,2	4,1	-20,0%	5,1	
2023	TDE	3,6	1,0	0,2	4,8	0,2	5,0	(0,7)	4,2	-20,0%	5,3	
2024	TDE + transition	3,6	1,4	0,2	5,3	0,2	5,5	(0,9)	4,6	-15,0%	5,4	
2025	TDE + transition	3,7	1,6	0,2	5,6	0,2	5,8	(0,9)	4,9	-10,0%	5,5	
2026	TDE + transition	3,8	1,7	0,3	5,8	0,2	6,0	(0,7)	5,2	-5,0%	5,5	
Annuité 2023-2026		3,5	1,4	0,2	5,1	0,2	5,3	(0,8)	4,5	-12,7%	5,1	
4,927% Tx nominal		2,870% Tx réel										

Source : Pièce [B-0020](#), tableau 12.8, p. 78.

[313] L'octroi du TDÉ à de nouveaux clients compromettrait la garantie que le tarif couvre intégralement les frais de fourniture d'électricité, les frais découlant du tarif de transport et autres frais, tel que stipulé à l'article 52.1 de la Loi. Autrement dit, la Régie juge que l'offre tarifaire ne permet plus de respecter le critère de neutralité tarifaire.

¹⁸⁵ Dossier R-3905-2014, décision [D-2015-018](#), p. 239 et 248, par. 1001 et 1044.

¹⁸⁶ Pièce [B-0020](#), p. 78.

[314] **Compte tenu de l'article 6.44 *in fine* du texte des Tarifs et du contexte énergétique actuel, la Régie approuve la demande du Distributeur de refuser toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ.**

7. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

7.1 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

7.1.1 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE APPLICABLE À L'ENSEMBLE DES APPROVISIONNEMENTS DU DISTRIBUTEUR

[315] L'aléa de la demande amène le Distributeur à se doter d'un critère de fiabilité en énergie afin d'assurer la sécurité des approvisionnements de sa clientèle.

[316] Le critère est basé sur le calcul de l'aléa global, qui se définit comme la combinaison probabiliste de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue. Le critère utilise une période de cinq ans afin de laisser un délai adéquat et raisonnable entre le lancement d'un appel d'offres de long terme et le début des livraisons. Un tel délai favorise également une plus grande participation de fournisseurs potentiels.

[317] Le Distributeur reprend le critère de fiabilité en énergie, tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2022-062¹⁸⁷ et formulé comme suit :

« 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 »¹⁸⁸.

¹⁸⁷ Dossier R-4110-2019 Phase 1, décision [D-2022-062](#), Section 6.1.1, p. 123 à 125.

¹⁸⁸ Pièce [B-0020](#), Section 4.1, p. 27.

[318] Le Distributeur présente l'évaluation du critère pour les années 2023 à 2027 suivante :

« [...] »

TABLEAU 4.1 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027
Achats d'énergie (scénario de référence)	1,6	2,3	3,1	3,9	11,1
+ Aléa d'un écart type	3,4	3,7	3,9	4,5	5,2
Achats + 1 écart type (scénario de référence)	3,3	4,4	5,4	7,4	16,2
Achats + 1 écart type (avec A/O 2021 et 2022)	3,3	4,4	5,4	7,0	10,0

L'ajout d'un aléa d'un écart type représente plus de 5 TWh en 2027. En considérant le scénario intégrant les nouveaux approvisionnements découlant des appels d'offres lancés en 2021 et ceux qui seront lancés en 2022, les achats d'énergie prévus atteignent alors 10 TWh sur une base annuelle en 2027. Le Distributeur estime que, de ce 10 TWh, un volume d'au moins 4 TWh pourrait être acquis auprès du Producteur. En conséquence, le volume qui devrait alors être acquis sur les marchés hors Québec se situe sous les 6 TWh établis dans le critère de fiabilité »¹⁸⁹. [nous soulignons]

[319] En réponse à la DDR n° 2 de la Régie, le Distributeur met à jour son critère de fiabilité en énergie après avoir intégré les résultats des A/O 2021-01 et 2021-02 et le Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne.

¹⁸⁹ Pièce [B-0025](#), tableau 4.1, p. 27.

TABLEAU 18
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027
Achats d'énergie (scénario tableau R-2.1)	1,6	2,3	3,1	3,4	6,0
+ Aléa d'un écart type	3,4	3,7	3,9	4,5	5,2
Achats + 1 écart type	3,3	4,4	5,4	7,0	11,2

Source : Pièce [B-0077](#), tableau R-2.2, p. 13.

[320] L'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ et le RNCREQ ont demandé un réexamen du critère de fiabilité en énergie du Distributeur. Dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie retenait uniquement le sujet n° 12 de la demande d'intervention de l'AHQ-ARQ, qui a pour objet l'interprétation du critère de fiabilité qui diverge, par rapport à la dépendance maximale des marchés de court terme, de celle proposée dans le plan d'approvisionnement 2020-2029¹⁹⁰.

[321] Tout comme la Régie, l'AHQ-ARQ observe que le Distributeur propose d'avoir recours au marché du Québec pour au moins 4 TWh en cas de scénario fort de la demande.

[322] L'AHQ-ARQ avance que le Distributeur pourrait compter sur 7 TWh d'énergie annuelle en provenance du Producteur en cas de scénario fort de la demande, soit environ la moitié de la production annuelle non engagée de ce dernier entre 2023 et 2026 selon son estimé. Par conséquent, l'intervenant recommande de demander au Distributeur de proposer une refonte de son critère de fiabilité en énergie, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, en se prononçant d'une part, sur les quantités à considérer au Québec et hors Québec et en envisageant d'autre part, la possibilité de distinguer entre la période de l'hiver et le reste de l'année. Dans l'intervalle, l'AHQ-ARQ recommande de considérer un potentiel de 7 TWh en provenance du Québec dans le calcul du respect du critère¹⁹¹.

¹⁹⁰ Décision [D-2023-011](#), p. 20 et 21.

¹⁹¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 80 à 84.

Opinion de la Régie

[323] La Régie prend acte que l'ajout d'un aléa d'un écart type, représentant plus de 5 TWh en 2027, entraîne une dépendance vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec qui excède 6 TWh à partir de 2026. Le critère de fiabilité traduit ainsi la fin des surplus énergétiques du Distributeur à partir de 2026.

[324] La Régie réitère son avis, émis dans le cadre du dernier plan, qu'une trop grande dépendance envers les marchés de court terme, en particulier en incluant d'importants achats en énergie en provenance du Québec, irait à l'encontre du principe de recherche d'approvisionnements à prix compétitifs. En effet, le Producteur est le seul fournisseur qui pourrait approvisionner le Distributeur pour de telles quantités d'énergie au Québec. L'esprit de la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres ou la recherche d'approvisionnements à des prix concurrentiels par appel d'offres de court terme ne pourraient être respectés.

[325] La Régie rappelle que le Distributeur ne peut pas planifier ses approvisionnements en fonction de la situation énergétique du Producteur. Ce dernier est libre de définir sa stratégie de ventes et le Distributeur ne peut pas et ne doit pas présumer de ses intentions. De plus, le Producteur ne peut pas et ne doit pas recevoir un traitement privilégié du Distributeur.

[326] La Régie tient également à rappeler que le Producteur n'est pas réglementé par la Régie. Ses seules obligations envers le Distributeur résident dans la fiabilité des approvisionnements destinés à ce dernier, incluant l'électricité patrimoniale.

[327] Pour les motifs invoqués aux paragraphes précédents, la Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de compter sur 7 TWh d'énergie annuelle en provenance du Producteur en cas de scénario fort de la demande.

[328] La Régie ne retient pas non plus la recommandation de l'intervenant de demander au Distributeur de proposer une refonte de son critère de fiabilité en énergie dans le cadre de la phase 2.

[329] **La Régie maintient le critère de fiabilité en énergie qu'elle a approuvé dans le cadre du plan d'approvisionnement 2020-2029.**

[330] **La Régie constate que les ressources du Distributeur s'avèrent cependant insuffisantes pour assurer le respect du critère de fiabilité à partir de 2026. La Régie ordonne donc au Distributeur d'aborder ce sujet dans le cadre de sa stratégie d'approvisionnement additionnel prévue à la phase 2.**

7.1.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU PRODUCTEUR

[331] Le critère de fiabilité en énergie aux approvisionnements fournis par le Producteur consiste à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives¹⁹².

[332] Le suivi administratif établi par la Régie consiste à déposer et à rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur est respecté. Les informations présentées à l'annexe B de la décision D-2005-178, ainsi que l'attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production, sont les minimums requis pour cette démonstration. Lors de situations critiques, le Distributeur devra en rendre compte, à la demande de la Régie¹⁹³.

[333] Sur la base des attestations déposées par la présidente-directrice générale d'Hydro-Québec en 2022¹⁹⁴ et en 2023¹⁹⁵, la Régie constate que le Producteur dispose d'une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau selon les critères approuvés.

[334] **La Régie maintient le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014.**

¹⁹² Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140](#).

¹⁹³ Dossier R-3550-2004, décision [D-2005-178](#), p. 39, annexe B.

¹⁹⁴ [Attestation au 31 mai 2022](#), [attestation au 31 août 2022](#) et [attestation au 30 novembre 2022](#).

¹⁹⁵ [Attestation au 31 mai 2023](#).

7.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

[335] Dans le cadre du plan d’approvisionnement 2011-2020, la Régie a approuvé le critère de fiabilité en puissance, tel qu’amendé par le NPCC le 1^{er} décembre 2009, lequel exige que l’espérance de délestage dans une zone d’équilibrage n’excède pas 0,1 jour par année¹⁹⁶.

[336] Afin d’assurer la fiabilité en puissance de l’alimentation de sa clientèle, une réserve suffisante est requise pour faire face à l’aléa de la demande et au risque d’indisponibilité des ressources déployées par le Distributeur. Cette réserve, inscrite au bilan en puissance du Distributeur, est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC.

[337] Le taux de réserve correspond au ratio entre la réserve en puissance requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. En cours d’audience, le Distributeur explique que le taux de réserve est calculé pour les cinq premières années et la dernière année et qu’il résulte d’une interpolation pour les autres années¹⁹⁷.

[338] Le 6 juin 2023, le Distributeur dépose une version révisée des tableaux 3.3, 3.4 et 4.2 afin de corriger l’impact d’une erreur de saisie dans le modèle MARS utilisé pour établir la réserve en puissance¹⁹⁸.

[339] Le tableau suivant présente l’évolution des taux de réserve depuis le dépôt du plan d’approvisionnement 2017-2026.

¹⁹⁶ Source : [Regional Reliability Reference Directory # 1 Design and Operation of the Bulk Power System](#).

¹⁹⁷ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 131 (ligne 14) à p. 138 (ligne 6).

¹⁹⁸ Pièce [B-0121](#).

TABLEAU 19
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE EN PUISSANCE
DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

	Année Courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2017-2026	9,5 %	9,9 %	10,1 %	10,4 %
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,4 %	9,5 %	9,5 %	9,7 %
Plan d'approvisionnement 2023-2032	9,6 %	10,1 %	10,2 %	10,5 %

Source : Pièce [B-0121](#), p. 4.

[340] Le Distributeur indique que la méthode d'établissement de la réserve requise est la même que celle utilisée dans le cadre des plans d'approvisionnement précédents.

[341] Le Distributeur utilise le modèle MARS¹⁹⁹ depuis 2005 pour évaluer la réserve en puissance et pour produire l'attestation de fiabilité en puissance déposée à la Régie. Ce modèle permet aux planificateurs d'évaluer avec précision la capacité d'un système électrique, composé de zones interconnectées, de répondre de façon adéquate à la demande.

[342] Dans sa décision D-2020-062, la Régie demandait au Distributeur de déployer les efforts nécessaires afin de disposer, dans le cadre du Plan, d'une nouvelle version du modèle MARS qui tiendra compte :

- De l'ensemble des modalités des moyens de gestion²⁰⁰;
- Des caractéristiques propres aux approvisionnements du Distributeur.

[343] La Régie proposait également que les discussions techniques en lien avec le modèle de fiabilité, les délais d'appel et les taux de diffusion fassent l'objet, après le dépôt du Plan, d'une séance de travail regroupant les représentants des intervenants intéressés par le sujet ainsi que ceux du Distributeur et de la Régie.

¹⁹⁹ MARS : *Multi-Area Reliability Simulation Software Program*.

²⁰⁰ Le nombre d'appels par jour et par semaine, les durées minimales et maximales d'un appel, le nombre d'heures d'appel par jour et par année, la plage horaire d'appel et le délai entre chaque appel, la disponibilité en fin de semaine et pendant les jours fériés, le préavis d'appel.

[344] Le 23 mars 2023, le Distributeur tient cette séance de travail où sont conviés l’AHQ-ARQ et le personnel de la Régie afin de présenter la nouvelle version du modèle MARS. Le Distributeur indique que la nouvelle version du modèle intègre :

- Les modalités des moyens de gestion dans les analyses de fiabilité;
- Les modalités propres à chaque moyen tel que le nombre d’heures et la durée des appels;
- Le préavis d’appel pour chaque moyen de gestion;
- La modélisation du stockage d’énergie²⁰¹.

[345] Le Distributeur annonce que les prochaines versions du modèle permettront :

- D’intégrer le préchauffage et la reprise des moyens de gestion de la puissance;
- De modéliser l’ensemble des courbes climatiques au lieu d’une seule courbe ou de quelques courbes climatiques²⁰².

[346] Dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie retient le sujet n° 8 de la demande d’intervention de l’AHQ-ARQ, en le limitant à l’évolution des conclusions tirées par le Distributeur et aux impacts sur les résultats de l’utilisation d’une nouvelle version du modèle MARS²⁰³.

[347] L’AHQ-ARQ recommande de demander au Distributeur²⁰⁴ :

- De recalculer les taux de réserve des moyens de gestion de la demande en puissance lors de chaque Plan et de fournir un tableau des résultats sous la forme du tableau R-6.1 de la pièce B-0082²⁰⁵;
- De calculer un taux de réserve pour les contrats de puissance liant le Distributeur au Producteur et de l’inclure dans un tableau des résultats sous la forme du tableau R-6.1 de la pièce B-0082 et ce, dès l’État d’avancement 2023;
- De présenter, dès l’État d’avancement 2023, un taux de réserve de l’Interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux qui tienne compte de la coïncidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les heures les plus chargées des besoins du Distributeur.

²⁰¹ Pièce [B-0051](#), p. 7.

²⁰² *Ibid.*

²⁰³ Décision [D-2023-011](#), p. 20 (par. 55).

²⁰⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 63 à 66.

²⁰⁵ Pièce [B-0082](#), tableau R-6.1.

[348] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de :

- Faire preuve de prudence dans l'interprétation des réserves requises présentées dans le bilan de puissance et de ne pas retenir les valeurs de taux de réserve des moyens de gestion proposées par le Distributeur et ce, tant que le développement du modèle MARS n'est pas complété de façon satisfaisante;
- Demander au Distributeur de produire une preuve technique lors du prochain Plan où celui-ci démontrerait, avec des exemples de résultats probants provenant du modèle, que la nouvelle version à venir du modèle MARS rencontre toutes les fonctions nécessaires pour évaluer la réserve requise et le taux de réserve des moyens de gestion de façon adéquate, en plus de répondre à ses préoccupations (recommandation 14);
- Demander au Distributeur de tenir une séance de travail avant le dépôt des demandes de renseignements dans le cadre du prochain Plan avec une présentation à déposer au moins 24 heures avant la tenue de la séance de travail (recommandation 15)²⁰⁶.

[349] L'AHQ-ARQ estime tout à fait déplorable que le Distributeur veuille réinventer la roue et développer avec GE un modèle, aux frais des consommateurs, qui ferait le même travail qu'un modèle déjà existant chez Hydro-Québec²⁰⁷.

[350] Le 1^{er} juin 2023 le Distributeur avise la Régie qu'il demande, à titre de moyens préliminaires, la radiation de la section 4.3.3 portant sur l'examen du modèle MARS et sur l'utilisation qu'il en fait, des recommandations 14 et 15 du document C-AHQ-ARQ-0023 et du document C-AHQ-ARQ-0024 qui est en lien direct avec la section 4.3.3.

[351] Le Distributeur invoque le paragraphe 55 de la décision procédurale D-2023-011 qui limite l'intervention à l'évolution des conclusions présentées en preuve et aux impacts sur les résultats de l'utilisation d'une nouvelle version du modèle MARS. Il souligne également la décision de la Régie en lien avec la contestation de l'AHQ-ARQ de ses réponses aux questions portant sur le modèle MARS. Le Distributeur soutient que l'intervenant ne se limite pas à l'évolution des conclusions qu'il tire et aux impacts de l'utilisation d'une nouvelle version du modèle MARS, mais cherche plutôt à examiner la description du modèle et l'utilisation qui en est faite. Ainsi, le Distributeur soutient que la section 4.3.3 de la preuve de l'AHQ-ARQ dépasse le cadre d'intervention décidé par la Régie.

²⁰⁶ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), Section 4.3.3, p. 66 à 68.

²⁰⁷ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 69.

[352] De même, le Distributeur soutient que la pièce C-AHQ-ARQ-0024, qui présente une description d'un modèle de simulation développé au début des années 90, est en lien direct avec la section 4.3.3 et devrait également être radié.

[353] Lors de la journée d'audience du 12 juin 2023, après avoir entendu les arguments du Distributeur²⁰⁸ et de l'AHQ-ARQ²⁰⁹, la Régie accueille la demande de radiation du Distributeur²¹⁰.

Opinion de la Régie

[354] La Régie note que le Distributeur maintient son critère de fiabilité en puissance, tel que défini par le NPCC le 30 septembre 2015.

[355] La Régie observe que le modèle MARS est utilisé largement au sein de l'industrie électrique et que le Distributeur déploie les efforts nécessaires pour faire évoluer ce modèle. La Régie ne partage pas l'avis de l'AHQ-ARQ en ce qui a trait à l'utilisation du modèle qui existait chez Hydro-Québec avant l'implantation du modèle MARS. Ainsi, la Régie juge que l'utilisation du modèle MARS par le Distributeur pour évaluer la réserve en puissance et pour produire l'attestation de fiabilité en puissance déposée à la Régie constitue une approche prudente, efficace et efficiente.

[356] La Régie prend acte des améliorations apportées au modèle MARS et de la volonté du Distributeur de continuer à le faire évoluer en fonction de ses besoins.

[357] La Régie demande au Distributeur de déposer un suivi des améliorations apportées au modèle MARS et des résultats lors des états d'avancement du Plan et lors du prochain plan.

[358] La Régie note que les modifications apportées par le Distributeur, lors du dernier plan, à la modélisation de l'approvisionnement provenant des centrales à la biomasse et des petites centrales hydrauliques sont toujours en vigueur.

²⁰⁸ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 12 (ligne 21) à p. 17 (ligne 22) et p. 88 (ligne 18) à p. 91 (ligne 18).

²⁰⁹ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 34 (ligne 19) à p. 55 (ligne 4).

²¹⁰ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 97 (ligne 21) à p. 98 (ligne 19).

[359] Le contrat de base, le contrat cyclable et les contrats de puissance lient le Distributeur au Producteur ne sont pas affectés par des taux de réserve puisque l'approvisionnement n'est pas associé à des sites de production précis de ce dernier, mais plutôt à son système de production. Le Distributeur procède ainsi depuis l'approbation des contrats d'approvisionnement avec le Producteur par la Régie. Contrairement à l'AHQ-ARQ, la Régie est d'avis que cette façon de faire est justifiée. **La Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de définir un taux de réserve pour les contrats d'approvisionnement liant le Distributeur au Producteur.**

[360] **La Régie demande au Distributeur d'examiner la faisabilité et la pertinence d'évaluer un taux de réserve de l'interruption de la charge des chaînes de blocs des réseaux municipaux qui tiendrait compte de la coïncidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les heures les plus chargées des besoins du Distributeur.**

[361] La Régie reconnaît que, pour l'instant, la comparaison des taux de réserve des moyens de gestion avec les résultats précédents est difficile puisque le Distributeur a délaissé la méthodologie d'utilisation de deux modèles complémentaires pour évaluer ces taux de réserve pour adopter un modèle qui intègre les caractéristiques des moyens de gestion. **La Régie ne retient toutefois pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de ne pas retenir les valeurs de taux de réserve des moyens de gestion proposées par le Distributeur tant que le développement du modèle MARS n'est pas complété de façon satisfaisante.**

[362] La Régie est d'avis que l'évaluation de la réserve de fiabilité a été faite conformément aux directives du NPCC.

[363] **La Régie demande au Distributeur de faire un suivi des résultats des taux de réserve et des taux de réserve des moyens de gestion dans les États d'avancement du Plan et dans le prochain plan.**

[364] **La Régie invite le Distributeur à mettre en place les validations nécessaires afin de minimiser les erreurs de saisie ou de manipulation qui pourraient éventuellement entacher les résultats générés par le modèle MARS.**

7.3 CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

[365] Le réseau de transport est conçu pour être en mesure d'acheminer des besoins prévus correspondant à une pointe supérieure de 4 000 MW à la pointe des besoins réguliers du Distributeur (BRD) à conditions climatiques normales.

[366] Le Distributeur souligne que l'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce critère.

[367] Tout comme dans sa décision D-2022-062²¹¹, la Régie se déclare satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur à l'égard des 4 000 MW permettant d'évaluer la fiabilité du système de transport à la pointe du réseau, en considérant un scénario de demande en puissance exceptionnel qui reflète des conditions climatiques extrêmes²¹².

[368] La Régie adopte à nouveau l'approche prudente de maintenir le critère de conception du réseau de transport proposé par le Distributeur.

8. COÛTS ÉVITÉS

[369] Le Distributeur présente une mise à jour des coûts évités en énergie et en puissance²¹³, soit une actualisation des coûts évités approuvés par la Régie dans sa décision D-2022-062²¹⁴.

Coûts évités en énergie

[370] Le bilan en énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme suffisent à combler les besoins en énergie qui surviennent essentiellement en hiver. Ainsi :

²¹¹ Dossier R-4110-2019, décision [D-2022-062](#), Section 6.3, p. 128 et 129.

²¹² Pièces [B-0020](#), Section 4.9, p. 35 et dossier R-4058-2018, pièce [B-0031](#).

²¹³ Pièce [B-0020](#), p. 53 et 54.

²¹⁴ Dossier R-4110-2019, décision [D-2022-062](#), Section 7, p. 129 à 146.

- Pour les mois de décembre à mars, le coût évité est de 6,9 ¢/kWh (\$ 2022), indexé à l'inflation. Il s'agit d'une annuité en dollars actualisés de 2022, reflétant les prix à terme des marchés de court terme de New York;
- Pour les mois d'avril à novembre, le coût évité de 3,3 ¢/kWh (\$ 2022), indexé à l'inflation, est un signal de prix correspondant au prix de l'électricité patrimoniale.

[371] À compter de 2027, des approvisionnements additionnels de long terme seraient requis²¹⁵. Dans ce cas, le coût évité en énergie reflète le prix de référence de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les ajustements indiqués au dossier R-4057-2018²¹⁶. Ainsi le signal de prix est de 8,7 ¢/kWh (\$ 2022), indexé à l'inflation, soit 6,5 ¢/kWh pour la fourniture, à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 2,3 ¢/kWh.

Coûts évités en puissance

[372] Pour les hivers 2022-2023 à 2025-2026, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2022), indexé à l'inflation, ce qui reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP²¹⁷.

[373] Dans sa preuve initiale, le Distributeur annonçait que le signal de coût évité de long terme en puissance, basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01, s'appliquerait à compter de l'hiver 2026-2027 et serait de 122 \$/kW-an (\$ 2022) indexé à l'inflation²¹⁸. Le bilan en puissance mis à jour par le Distributeur pour considérer les contributions des contrats résultant des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02, la contribution anticipée des contrats qui résulteront de l'appel d'offres A/O 2023-01 et celle des marchés de court terme prévoit le recours à un approvisionnement de long terme à compter de l'hiver 2027-2028²¹⁹.

²¹⁵ Pièce [B-0077](#), R-2.2, p. 13.

²¹⁶ Dossier R-4057-2018 Phase 1, décision [D-2019-027](#), p. 75 à 77 (par. 331 à 340). « *Le Distributeur précise que ce signal a cependant fait l'objet d'une révision depuis le dernier dossier tarifaire, notamment en ce qui a trait à son indexation, afin de refléter la baisse constatée et anticipée du coût des projets éoliens, tant en Amérique du Nord qu'ailleurs dans le monde* ».

²¹⁷ UCAP : *Unforced capacity*

²¹⁸ Pièce [B-0020](#), p. 53 et 54.

²¹⁹ Pièce [B-0077](#), tableau R-1.4, p. 9.

Coûts évités horaires

[374] Dans sa décision D-2022-062, la Régie acceptait la méthode, proposée par le Distributeur, permettant d'établir des coûts évités sur une base horaire²²⁰. Elle lui demandait cependant de tenir compte des observations de l'AHQ-ARQ et du RNCREQ dans l'examen de certaines pistes qui pourraient constituer des éléments d'amélioration de sa méthode²²¹.

[375] Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur présente la mise à jour des coûts évités horaires suivante²²² :

TABLEAU 20
PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES

	Profils horaires (profil=ratio)		Coûts évités horaires (¢/kWh)	
	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver
h1	1,1	0,8	7,5	5,5
h2	1,0	0,7	6,9	5,0
h3	1,0	0,7	6,7	4,9
h4	1,0	0,7	6,8	4,9
h5	1,0	0,7	7,2	5,1
h6	1,2	0,8	8,3	5,7
h7	1,7	1,1	11,6	7,4
h8	1,9	1,2	13,1	8,3
h9	1,9	1,2	13,2	8,5
h10	1,8	1,2	12,3	8,2
h11	1,7	1,1	11,7	7,8
h12	1,5	1,0	10,3	7,2
h13	1,4	1,0	9,5	6,7
h14	1,3	0,9	8,9	6,4
h15	1,2	0,9	8,5	6,1
h16	1,3	0,9	8,9	6,3
h17	1,6	1,1	11,2	7,5
h18	2,2	1,4	15,4	9,7
h19	2,1	1,4	14,5	9,7
h20	1,8	1,3	12,7	8,9
h21	1,6	1,1	11,4	7,9
h22	1,4	1,0	9,8	6,9
h23	1,1	0,9	7,9	6,0
h24	1,1	0,8	7,7	5,6

Source : Pièce [B-0020](#), tableau 10.1, p. 54.

[376] Le Distributeur présente également des éléments de réponse aux différentes demandes exprimées par la Régie dans sa décision D-2022-062²²³.

²²⁰ Dossier R-4110-2019, pièce [B-0021](#).

²²¹ Dossier R-4110-2019, décision [D-2022-062](#), p. 142 (par. 544 à 546).

²²² Pièce [B-0020](#), p. 54.

²²³ Pièce [B-0020](#), p. 55 (section 10.2.1) à p. 58 (section 10.2.3).

Revue de littérature (Balisage)

[377] Ces derniers mois, le Distributeur a établi des contacts avec des distributeurs d'électricité canadiens pour obtenir des informations sur leurs méthodologies de calcul des coûts évités en énergie à court terme. Seules trois entreprises, à savoir NB Power, BC Hydro et Newfoundland et Labrador Hydro, ont répondu. Les approches diffèrent : NB Power réalise des analyses de sensibilité pour déterminer les coûts évités liés aux ajouts de charge, BC Hydro calcule les coûts évités saisonnièrement ou mensuellement en fonction du prix de l'énergie sur le marché Mid-C majoré par les frais de sortie, tandis que Newfoundland and Labrador Hydro élabore des courbes horaires de prix à partir de données historiques, les mensualise et les applique aux marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre pour estimer les coûts évités.

Quantités et prix horaires des achats de court terme

[378] Le Distributeur dépose des fichiers contenant les quantités et les prix horaires des achats d'électricité à court terme pour les années 2019 à 2021. Cependant, le Distributeur soumet qu'il ne possède pas les données historiques requises pour les années 2014, 2015 et 2016. Ces informations ont été compilées et mises à disposition uniquement à partir du suivi de l'accord global à partir du 1^{er} janvier 2017 jusqu'au 31 janvier 2017.

Avantages et inconvénients des approches des intervenants

[379] Dans le cadre du dossier R-4110-2019, l'AHQ-ARQ recommandait de fixer des coûts évités horaires en utilisant l'historique des prix des achats de court terme pendant les heures de pointe, en particulier en se basant sur les cinq hivers les plus récents. Le Distributeur rappelle toutefois que le coût évité, ou coût marginal, représente les coûts futurs à la marge et que déterminer les coûts évités en se basant sur un historique de prix reflétant une situation passée n'est pas approprié, étant donné que les achats de court terme du Distributeur dépendent de ses stratégies d'optimisation de l'utilisation de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur indique qu'il maintient son avis selon lequel il est préférable d'utiliser le ratio des prix constatés sur le marché de New York pour moduler le coût évité de court terme. Cette approche demeure neutre par rapport à la stratégie du Distributeur. Ce dernier réitère qu'il n'y a aucun bénéfice à adopter une méthodologie basée sur les prix

passés. Il est d'avis que cette méthode pourrait même donner lieu à une interprétation incorrecte du signal de coût évité²²⁴.

[380] Dans le cadre de ce même dossier, le RNCREQ présentait une méthodologie similaire à celle suggérée par le Distributeur, impliquant l'utilisation du signal de coût évité d'hiver approuvé par la Régie, mais en modulant ce coût par un indice basé sur une régression linéaire liant les besoins réguliers du Distributeur aux achats de court terme sur les marchés. Le Distributeur réfute cette approche en soulignant que l'indice de modulation proposé par le RNCREQ est également biaisé par la stratégie d'utilisation du bloc patrimonial, et insiste sur la préférence d'utiliser le ratio des prix du marché de New York pour cette modulation. Le Distributeur considère que l'approche du RNCREQ manque de validité en raison de ce biais, et qu'il n'y a pas d'avantage à l'adopter²²⁵.

[381] De plus, le RNCREQ soumettait que la méthode du Distributeur avait sous-estimé les coûts évités de l'hiver 2017-2018 en raison des conditions climatiques exceptionnelles. Le Distributeur explique que ses prévisions se basent sur des conditions climatiques normales en mode planification, ce qui explique la sous-estimation rétrospective. Cependant, le Distributeur estime que malgré les lacunes méthodologiques de l'approche du RNCREQ, si elle était appliquée à un échantillon plus représentatif couvrant plusieurs hivers, ses résultats pourraient se rapprocher des siens. En réponse à la préoccupation du RNCREQ sur le profil horaire et le taux de change, le Distributeur précise que le coût évité des heures de pointe dépend du coût évité d'hiver et du profil horaire, sans influence du taux de change car il s'agit d'un rapport entre les prix pour une heure donnée et le prix moyen de l'hiver. Enfin, le Distributeur n'estime pas approprié de réaliser une analyse complète des approches des intervenants, considérant qu'elles comportent toutes deux des lacunes méthodologiques et qu'un tel effort ne serait pas bénéfique à ce stade du débat.

Améliorations possibles à l'approche du Distributeur

[382] Dans la décision D-2019-027²²⁶, la Régie demandait au Distributeur de soumettre une proposition de coûts évités en énergie à court terme pour les 100 et 300 heures de pointe, dans le but de refléter la valeur énergétique durant les périodes de demande élevée. Le Distributeur soumet que, bien que la méthode qu'il propose ne reproduise pas de manière exacte la valeur accrue de l'énergie pendant les moments de forte demande, elle donne

²²⁴ Pièce [B-0020](#), p. 56 et 57.

²²⁵ Pièce [B-0020](#), p. 57 et 58.

²²⁶ Dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#) (par. 329).

néanmoins un signal approprié et fidèle à cette valeur. Le Distributeur réaffirme que son approche constitue une alternative beaucoup plus flexible que celle générant des coûts évités pour un nombre fixe d'heures (tel que 100 ou 300 heures). En effet, les coûts évités horaires résultant de sa méthode pourront s'appliquer à une variété d'analyses de produits présentant différentes caractéristiques, incluant diverses plages horaires et disponibilités en heures. Cette méthode permettra aussi de refléter la valeur liée au décalage d'un kilowattheure d'une heure à une autre, améliorant ainsi l'évaluation de stratégies comme la gestion de la demande de puissance, en prenant en compte la valeur associée aux interruptions et aux profils de reprise ou de préchauffage, le cas échéant.

[383] En conclusion, le Distributeur estime que sa proposition répond clairement à l'intention de la Régie d'établir des coûts évités en énergie pour les heures de pointe. Il souligne la souplesse accrue de son approche, qui permettra une évaluation plus fine des diverses caractéristiques des produits analysés. En conséquence, le Distributeur considère pertinent de maintenir l'approche qu'il a initialement proposée au dossier R-4110-2019²²⁷ sans y apporter de modification.

[384] Par sa décision D-2023-011, la Régie encadrerait les interventions des personnes intéressées au sujet des coûts évités²²⁸. De plus, elle précisait le cadre d'intervention en matière de coûts évités dans sa décision D-2023-051²²⁹.

[385] Dans le cadre du présent dossier, l'AHQ-ARQ²³⁰ recommande de retenir les signaux de coûts évités en puissance proposés par le Distributeur en décalant toutefois d'un an le début de la période de long terme à l'hiver 2027-2028.

[386] L'intervenant recommande de demander au Distributeur de mettre à jour le signal de coût évité de long terme en puissance et en énergie en utilisant les prix des approvisionnements découlant des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02²³¹.

[387] Cette recommandation de l'intervenant a fait l'objet d'une demande de radiation du 2^e paragraphe de la recommandation 23 et du 2^e paragraphe de la recommandation 24 de la pièce C-AHQ-ARQ-0023 de la part du Distributeur. La Régie rappelle qu'elle n'a pas

²²⁷ Dossier R-4110-2019, pièce [B-0021](#).

²²⁸ Décision [D-2023-011](#), p. 21 et 22.

²²⁹ Pièce [B-0036](#), Section « Coût évité » du tableau 2, p. 18.

²³⁰ Pièces [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 96 à 101, [C-AHQ-ARQ-0037](#), p. 20.

²³¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 96 à 99.

approuvé les contrats d'approvisionnement en électricité découlant des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 lorsqu'elle a débuté son délibéré. À la suite de la présentation des moyens préliminaires, la Régie a accueilli²³² la demande de radiation du Distributeur.

[388] Finalement, l'AHQ-ARQ recommande d'exiger du Distributeur un plan de travail avec les principales tâches et dates prévues pour les activités du comité technique formé d'experts d'Hydro-Québec et chargé d'analyser l'impact des différents moyens de gestion sur les besoins d'investissement des réseaux de transport et de distribution²³³.

[389] Compte tenu que l'application des coûts évités de transport et de distribution fait toujours l'objet d'études internes chez Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) et le Distributeur, l'AQCIE-CIFQ est d'avis que la position du Distributeur, soit de ne pas accorder, pour l'instant, de valeur au report d'investissements, se reflète dans la justification du budget requis pour le service fourni par Hilo lors de la demande tarifaire 2025-2026.

[390] L'intervenant présente une preuve à l'effet que le coût évité de transport est surévalué. En effet, il estime ce coût à 44,4 \$/kW (annuité sur 57 ans) alors que la valeur présentée par le Distributeur est de 58,6 \$/kW. Cette surévaluation serait causée notamment par le calcul de la valeur actuelle nette (VAN) des capacités et le pourcentage des frais d'entretien et d'exploitation par rapport aux investissements. Par conséquent, l'AQCIE-CIFQ recommande que la valeur pour le coût évité de transport, présentée par le Distributeur, soit revue²³⁴.

[391] Le RNCREQ a mandaté un analyste externe pour commenter la méthodologie employée par le Distributeur pour établir les coûts évités horaires en la comparant à la méthode de régression linéaire segmentée (RLS)²³⁵ qui avait déjà fait l'objet d'un rapport déposé par l'intervenant dans le dossier R-4110-2019²³⁶.

[392] À la suite de la comparaison des coûts évités horaires établis selon la méthode proposée par le Distributeur aux coûts évités horaires réels, l'intervenant conclut que la

²³² Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 99.

²³³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0037](#), p. 20.

²³⁴ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0021](#), p. 12.

²³⁵ Pièce [C-RNCREQ-0026](#), p. 20 à 49 (section 3).

²³⁶ Dossier R-4110-2019, pièce [C-RNCREQ-0046](#).

méthode du Distributeur surestime les coûts évités réels quand la charge du réseau est faible, et les sous-estime quand la charge est très élevée.

[393] Le RNCREQ recommande :

« 4) De conclure que les données historiques démontrent que les coûts évités horaires établis selon la méthode proposée par HQ ne ressemblent aucunement aux coûts évités horaires réels, et que cette méthode devrait donc être rejetée »²³⁷.

[394] Dans sa planification de l'audience²³⁸, le Distributeur annonce son intention de demander la radiation des sections 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 et des recommandations 1, 2, 3, 5, 6 et 7 du mémoire du RNCREQ²³⁹.

[395] Le Distributeur justifie cette demande de radiation aux motifs que ces extraits traitent de sujets pour lesquels l'intervenant n'a pas été autorisé à intervenir et qui sont hors cadre du présent dossier. Il cite à cet effet le paragraphe 68 de la décision D-2023-011 :

« [68] La Régie retient les sujets no 15 et no 4 des demandes d'intervention de l'AHQ-ARQ et du RNCREQ respectivement, afin, notamment, de permettre à ces intervenants de commenter la preuve du Distributeur en réponse aux demandes formulées par la Régie dans sa décision D-2022-062 afin d'identifier « les améliorations qu'il estime souhaitable d'apporter à la méthodologie proposée dans le présent dossier et d'en évaluer l'impact, le cas échéant, sur les rentabilités et les offres des programmes ou options tarifaires ». La Régie rappelle toutefois qu'elle a accepté la méthode proposée par le Distributeur dans le cadre du plan précédent. En conséquence, elle ne juge pas opportun de refaire le débat sur cette méthodologie, ni de proposer une nouvelle méthode. Dans ce contexte, la Régie exclut l'examen d'une nouvelle méthode par le RNCREQ et juge que le recours aux services d'un témoin expert est inutile ».²⁴⁰ [nous soulignons]

[396] Le Distributeur souligne que, bien la Régie a permis au RNCREQ de commenter la preuve du Distributeur à l'égard des coûts évités, elle n'a pas jugé opportun de lui demander de déposer une preuve complémentaire à cet effet.

²³⁷ Pièce [C-RNCREQ-0026](#), p. 49.

²³⁸ Pièce [B-0117](#), p. 4 à 6.

²³⁹ Pièce [C-RNCREQ-0026](#), p. 49.

²⁴⁰ Décision [D-2023-011](#), p. 22 (par. 68).

[397] Le Distributeur met de l'avant que la Régie a confirmé la portée autorisée de l'intervention du RNCREQ sur ce sujet dans sa décision portant sur les demandes d'ordonnances de certains intervenants relatives à certaines de ses réponses à leurs DDR²⁴¹.

[398] Dans le cadre de la journée d'audience tenue le 12 juin 2023, le Distributeur soutient que « *les conclusions recherchées par l'intervenant confirment par ailleurs que celui-ci n'est pas uniquement en mode « commenter la preuve du Distributeur », mais tente de refaire le débat ayant eu lieu lors du dernier plan d'approvisionnement* »²⁴².

[399] En réponse au Distributeur, le RNCREQ s'oppose à la demande de radiation pour les raisons suivantes:

- Le RNCREQ remet en cause la nature de la demande en irrecevabilité de sa preuve par le Distributeur. L'intervenant soutient que la Régie de l'énergie, qui est un tribunal administratif doit avoir, d'ordinaire, des règles plus souples en matière de preuve et de procédure, que celles qu'on retrouverait devant des tribunaux de droits communs. Il qualifie l'argument que fait valoir le Distributeur de « *très procédural* » et soumet à la Régie qu'il n'y a pas lieu de faire preuve d'un tel rigorisme. Le RNCREQ affirme « *qu'on s'écarterait de tous les principes de droit administratif [...] si on accordait une exclusion de la preuve à cette étape très préliminaire du dossier, sans avoir entendu les parties* ». Il suggère que la Régie sera à même de décider ce qu'elle croit utile et pertinent à son délibéré ou au débat²⁴³;
- Le RNCREQ soumet que « *le Distributeur erre dans son interprétation du cadre défini par la Régie et qu'il en fait une interprétation beaucoup trop restrictive. Selon la logique du Distributeur, le RNCREQ pourrait commenter la méthode utilisée par le Distributeur et pourrait même en démontrer les faiblesses, mais il ne pourrait pas le faire en comparant cette méthode à une autre* »²⁴⁴;
- En demandant la radiation de toutes les recommandations du RNCREQ, sauf la quatrième²⁴⁵, le Distributeur reconnaît que l'intervenant peut demander le rejet de sa méthode parce que les coûts évités horaire ne ressembleraient pas aux coûts évités horaire réels, mais qu'il ne pourrait pas l'« *améliorer ou aller plus loin* ».

²⁴¹ Décision [D-2023-051](#), p. 18.

²⁴² Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 32 (lignes 10 à 15).

²⁴³ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 67 (ligne 4) à 68 (ligne 8).

²⁴⁴ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 81 (ligne 22) à 82 (ligne 5).

²⁴⁵ « *De conclure que les données historiques démontrent que les coûts évités horaire établis selon la méthode proposée par Hydro-Québec ne ressemblent aucunement aux coûts évités horaire réels et que cette méthode devrait donc être rejetée* ».

Conséquemment, le RNCREQ affirme que « *c'est à l'intervenant de déterminer de quelle façon il souhaite commenter la méthode du Distributeur pour que ses commentaires soient utiles afin d'éclairer la Régie* »²⁴⁶;

- Le RNCREQ soutient que la décision D-2022-062²⁴⁷ est une décision finale et exécutoire que nul ne peut ignorer et qui ne peut pas être renversée par des décisions interlocutoires subséquentes et encore moins de façon unilatérale par le Distributeur. Il soutient également que la décision procédurale dans le présent dossier doit être interprétée « *comme étant en ligne et pas contraire à la décision sur le fond de la formation dans le dossier 4110-2019* »;
- Le RNCREQ soutient que la décision D-2022-062 « *lie toujours les parties, a toujours une force exécutoire* ». Il ajoute que « *puisque la décision interlocutoire ne peut pas réviser la décision sur le fond, en fait, c'est plutôt l'inverse, même là, c'est en fait la décision procédurale D-2023-011 qui pourrait être modifiée par la présente formation, si tant est que cela devait être nécessaire* »²⁴⁸;
- Le RNCREQ soutient que son analyste ne propose pas une nouvelle méthode et que son exercice va dans le sens du paragraphe 545 de la décision D-2022-062, où la Régie avait ordonné au Distributeur de déposer dans le présent dossier, « *une évaluation des avantages et des inconvénients de la proposition du RNCREQ de fixer les coûts évités horaires en fonction de la charge totale prévue dans le plan d'approvisionnement, en utilisant les données historiques des années 2014 à 2021 et en apportant des ajustements si requis* ». Bien que, selon l'intervenant, le Distributeur n'ait pas fait cette évaluation, il conclut que la Régie n'a jamais interdit au RNCREQ de se livrer à un tel exercice²⁴⁹.

[400] Pendant l'examen des moyens préliminaires au cours de la journée d'audience du 12 juin 2023, le Distributeur répond aux arguments de l'intervenant en assimilant la démarche de ce dernier à une demande de révision des décisions procédurales D-2023-011 et D-2023-051 rendues par la Régie dans le présent dossier.

[401] Le Distributeur évoque l'article 19 du *Règlement sur la procédure*²⁵⁰ qui permet à la Régie de déterminer, si elle le juge nécessaire, le cadre de participation d'un intervenant en

²⁴⁶ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 82 (ligne 6) à 83 (ligne 11).

²⁴⁷ Dossier R-4110-2019, décision [D-2022-062](#), p. 141 (par. 543) à 141 (par. 546).

²⁴⁸ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 83 (ligne 20) à 85 (ligne 12).

²⁴⁹ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 84 (ligne 7) à 85 (ligne 3).

²⁵⁰ Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie, [article 13](#) : « *Lorsque la Régie accorde à la personne intéressée le statut d'intervenant, elle détermine, si elle le juge nécessaire, le cadre de sa participation en fonction de son intérêt, de la nature et de l'importance des enjeux qu'elle aborde, des sujets que la Régie estime pertinents ainsi qu'en fonction de l'intérêt public* ».

fonction de son intérêt, de la nature et de l'importance des enjeux qu'il aborde, des sujets que la Régie estime pertinents ainsi qu'en fonction de l'intérêt public. Il soutient ainsi que cet article prévoit très clairement la prérogative de la Régie de s'assurer qu'un dossier puisse être mené de façon efficiente et efficace²⁵¹.

[402] Séance tenante, la Régie accueille la demande de radiation du Distributeur portant sur les sections 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 du mémoire C-RNCREQ-0026 et les recommandations 1, 2, 3, 5, 6 et 7. Elle juge que « *les représentations et les recommandations du RNCREQ visent davantage à remplacer la méthode proposée par le Distributeur plutôt que de l'améliorer* ». La Régie souligne alors qu'au « *paragraphe 24 de son plan d'argumentation déposé ce matin, le RNCREQ mentionne d'ailleurs souhaiter offrir une solution alternative* »²⁵².

[403] Le 15 juin 2023, l'analyste mandaté par le RNCREQ a présenté les grandes lignes de la preuve de l'intervenant portant sur les coûts évités pour les heures de plus grande charge. À la suite de cette présentation, le RNCREQ conclut que pour améliorer la méthode proposée par le Distributeur, il serait nécessaire d'y intégrer un facteur qui reflète les conditions du réseau québécois et que la charge totale (Besoins réguliers domestiques) en serait le meilleur indicateur. En l'absence d'une telle amélioration, l'intervenant recommande de rejeter la méthode proposée par le Distributeur²⁵³.

[404] Concernant les coûts évités de transport et de distribution, le Distributeur confirme qu'une preuve de concept permettra de tester le recours aux moyens de gestion de la demande pour les fins des besoins du réseau. Cette preuve de concept vise à préciser ce qui est requis d'un contrôle local des moyens de gestion. Dans l'intervalle et par prudence, il n'attribue pas de valeur au report d'investissements dans ses analyses économiques des différents moyens de gestion de la demande²⁵⁴.

[405] Dans sa réplique au recalcul des coûts évités de transport par l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur comprend que l'intervenant a utilisé les données fournies en réponse à la question 22.2 de la DDR numéro 1 de l'AHQ-ARQ. Il constate que l'intervenant a intégré les données des investissements des mégawatts de l'année 2022 alors que ces coûts ne pouvaient pas être évités. Le Distributeur soumet que si l'intervenant reprenait ses calculs avec les données excluant l'année 2022, il reconstituerait le coût unitaire de transport calculé par le Distributeur, soit 1 213 \$/kW installé. De plus, il réitère aussi que l'utilisation

²⁵¹ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 86 (ligne 17) à 88 (ligne 17).

²⁵² Pièces [A-0051](#), NS volume 2, p. 100 (lignes 12 à 23) et [C-RNCREQ-0040](#), p. 6 (par. 24).

²⁵³ Pièce [C-RNCREQ-0045](#), p. 12 à 26.

²⁵⁴ Pièce [B-0140](#), p. 9 (par. 34).

du taux de 1,55 % sur une base annuelle pour les frais d'entretien, peu importe la durée de vie utile des équipements est conforme à l'utilisation d'un taux de 19 % sur une durée de vie de vingt (20) ans des équipements²⁵⁵.

[406] Le Distributeur rappelle que sa planification s'effectue à conditions climatiques normales. De ce fait, en mode planification, l'exercice de prévision des coûts évités des heures de plus fortes charges doit notamment s'effectuer à conditions climatiques normales. Il ajoute qu'il est attendu que les coûts d'approvisionnement réels dans un hiver particulièrement froid soient supérieurs aux coûts évités évalués à conditions climatiques normales :

« [...] L'hiver 2017-2018 ayant été un hiver particulièrement rigoureux, cela explique pourquoi le Distributeur sous-estime effectivement a posteriori les coûts évités horaires de l'hiver 2017-2018. À cet égard, le Distributeur souligne que, malgré la lacune méthodologique de l'approche du RNCREQ, l'utilisation de cette approche appliquée à un échantillon plus représentatif (couvrant plusieurs hivers) générerait des résultats se rapprochant de ceux du Distributeur »²⁵⁶.

[407] En réplique, aux améliorations à la méthode du Distributeur proposées par le RNCREQ, le Distributeur mentionne ce qui suit :

« À nouveau, le RNCREQ suggère pour améliorer finalement la méthode du Distributeur d'intégrer un facteur qui reflète les conditions du réseau québécois comme la charge totale du réseau, ou d'autres facteurs comme les conditions météorologiques ou conditions ponctuelles des marchés externes. En fait, intégrer la charge justement dans ces éléments dans la méthode du Distributeur revient à un changement d'approche de méthodologie. Puis je dirais de philosophie aussi. En fait, la proposition du RNCREQ d'améliorations... des propositions pour améliorer la méthode du Distributeur revient en quelque sorte à proposer la méthode du RNCREQ. Et le faire est incompatible avec la méthode du Distributeur qui vise justement à être immunisé de l'impact sur les prix de nos stratégies d'approvisionnement. Donc, en intégrant un facteur qui reflète les conditions du réseau québécois, c'est totalement à l'encontre des prémisses de la méthode du Distributeur. Donc, il faudrait vraisemblablement, pour intégrer les ajustements proposés par le RNCREQ, y aller d'une méthode de régression, ce qui reviendrait à une nouvelle méthode »²⁵⁷.

²⁵⁵ Pièce [A-0064](#), NS volume 8, p. 118 (lige 5) et 119 (ligne 19), [A-0051](#), NS volume 2, p. 200 (ligne 14) à p. 201 (ligne 3).

²⁵⁶ Pièce [B-0140](#), p. 8 et 9 (par. 32).

²⁵⁷ Pièce [A-0064](#), NS volume 8, p. 104 et 105.

Opinion de la Régie

[408] **La Régie approuve les coûts évités en énergie de court terme proposés par le Distributeur, soit 6,9 ¢/kWh (\$ 2022) pour les mois de décembre à mars et de 3,3 ¢/kWh (\$ 2022) pour les mois d'avril à novembre. La Régie approuve aussi les coûts évités en énergie de long terme proposé par le Distributeur, soit 8,7 ¢/kWh (\$ 2022).**

[409] **La Régie approuve le coût évité en puissance de court terme proposé par le Distributeur, soit 20 \$/kW-hiver (\$ 2022) et le coût évité de long terme, soit 122 \$/kW-an (\$ 2022).**

[410] **Sur la base du bilan en puissance mis à jour par le Distributeur²⁵⁸, la Régie retient la recommandation de l'AHQ-ARQ de décaler d'un an le début de la période d'application du signal de coût évité de long terme à l'hiver 2027-2028.** Cette recommandation pourra être revue, si nécessaire, lors du dépôt de la preuve du Distributeur dans le cadre de la phase 2 ou lors du dépôt de l'État d'avancement 2023 du Plan.

[411] La Régie a pris acte de l'analyse de l'AQCIE-CIFQ portant sur le calcul du coût évité de transport. Elle est satisfaite des explications offertes par le Distributeur dans le cadre de sa réplique, reconnaît les coûts évités de transport et de distribution proposés par ce dernier et l'application qu'il en fait.

[412] En ce qui a trait au RNCREQ, la Régie tient à apporter un correctif à sa décision en radiation rendue séance tenante le 12 juin 2023. En effet, la Régie constate qu'une erreur s'est glissée dans l'énumération, lors de l'audience, des sections faisant l'objet de la demande de radiation du Distributeur.

[413] Le Distributeur a énoncé sa demande comme suit : « *Donc, le Distributeur demande également de retirer, justement, du dossier, de radier ces deux documents, 0027 et 0028. Finalement, les sections 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 du mémoire, toujours du même mémoire, C-RNCREQ-0026 et les recommandations 1, 2, 3, 5, 6 et 7* »²⁵⁹.

²⁵⁸ Pièce [B-0121](#), p. 3.

²⁵⁹ Pièce [A-0051](#), NS volume 2, p. 27.

[414] La décision a été exprimée ainsi : « *Pour ces motifs et ceux soulevés par le Distributeur, la Régie accueille la demande de radiation du Distributeur portant sur les sections 22 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 du mémoire C-RNCREQ-0026 et les recommandations 1 à 7* »²⁶⁰.

[415] En énonçant les recommandations 1 à 7 dans sa décision en radiation de preuve, la Régie a mentionné par erreur la recommandation 4 du RNCREQ, alors qu'elle ne faisait pas partie de la demande de radiation du Distributeur. **La Régie rectifie donc sa décision de la façon suivante :**

Pour ces motifs et ceux soulevés par le Distributeur, la Régie accueille la demande de radiation du Distributeur portant sur les sections 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 du mémoire C-RNCREQ-0026 et les recommandations 1, 2, 3, 5, 6 et 7.

[416] Malgré sa décision en radiation d'une partie de la preuve du RNCREQ, la Régie constate, qu'au cours de l'audience du 15 juin 2023, l'intervenant a été en mesure de présenter les grandes lignes de sa preuve portant sur les coûts évités pour les heures de plus grande charge dans l'optique d'améliorer la méthode du Distributeur ou de la rejeter. La Régie note que cette intervention respecte ses décisions D-2023-001 et D-2023-062.

[417] La Régie note que la recommandation principale du RNCREQ consiste à intégrer à la méthode de calcul des coûts évités des heures de fortes charges, un facteur qui reflète les conditions du réseau québécois qui sont tributaires des conditions météorologiques au Québec alors que l'exercice de prévision des coûts évités des heures de plus fortes charges du Distributeur s'effectue à conditions climatiques normales.

[418] La Régie rappelle que l'objectif visé par le signal de coûts évités pour les heures de plus grandes charges vise à refléter la valeur de l'énergie pour les périodes où la demande est la plus forte.

[419] La Régie rappelle aussi que, dans sa décision D-2022-062, elle acceptait la méthode proposée par le Distributeur, permettant d'établir des coûts évités sur une base horaire²⁶¹. Bien qu'elle lui demandât d'examiner certaines pistes qui pourraient constituer des éléments d'amélioration de sa méthode, elle ne remettait pas en question le concept de

²⁶⁰ Pièce [A-0051](#), NS volume 2.

²⁶¹ Dossier R-4110-2019, pièce [B-0021](#).

prospectivité (coût futur) dans la détermination de ce signal de coût. De même, la planification des approvisionnements du Distributeur s'effectuant à conditions climatiques normales, elle reconnaissait que l'exercice de prévision des coûts évités des heures de plus fortes charges devait également s'effectuer à conditions climatiques normales.

[420] D'autre part, la Régie estime qu'il est trop tôt pour conclure à un biais de surestimation ou de sous-estimation du signal de coûts évités pendant les heures de fortes charges. En effet, la méthode proposée par le Distributeur n'est en vigueur que depuis 2019 et la Régie estime qu'un horizon de trois ans est insuffisant pour tirer des conclusions à cet effet.

[421] Enfin, la Régie estime que, par sa simplicité, sa flexibilité et sa capacité à générer un signal de prix représentatif de la valeur de l'énergie pour certaines périodes de forte charge, la méthode proposée par le Distributeur répond aux objectifs visés. **Conséquemment, la Régie ne retient pas les recommandations du RNCREQ et réitère son approbation de la méthode proposée par le Distributeur dans le dossier R-4110-2019²⁶².**

II. RÉSEAUX AUTONOMES

9. PRÉVISION DE LA DEMANDE

[422] Certains territoires du Québec ne sont pas raccordés au réseau principal d'Hydro-Québec. Ces clients sont desservis par 22 réseaux autonomes. Le Distributeur produit l'électricité, le plus souvent au moyen de groupes électrogènes fonctionnant au diesel, pour répondre aux besoins de ces réseaux.

[423] Dans le cadre du Plan, le Distributeur maintient la stratégie adoptée lors du plan d'approvisionnement 2017-2026, soit d'assurer la fiabilité des approvisionnements, tout en respectant certains critères établis. Cette stratégie implique d'agir d'abord sur la demande, en mettant de l'avant les IEÉ, suivies de moyens de conversion vers des énergies plus propres et du déploiement de moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance²⁶³.

²⁶² Dossier R-4110-2019 Phase 1, pièce [B-0021](#).

²⁶³ Pièce [B-0013](#), p. 10.

9.1 MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

[424] Le Distributeur indique que la prévision de la demande des réseaux autonomes en énergie et en puissance :

- Se fonde sur l'analyse des données historiques (ventes, production des centrales et abonnements), la croissance démographique prévue et l'évolution attendue des consommations unitaires;
- S'appuie sur l'analyse des données historiques des voitures en circulation et de leurs caractéristiques (type de carburant ou mode de propulsion), afin de tenir compte de l'impact de la diffusion des véhicules électriques sur les ventes futures;
- Prend aussi en compte l'impact des IEE.

[425] En ce qui a trait à la prévision des besoins en énergie et en puissance l'analyse englobe aussi la consommation des centrales, l'usage interne pour les bâtiments d'Hydro-Québec ainsi que le niveau des pertes associées à la distribution et au transport de l'électricité²⁶⁴.

9.2 PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[426] Les tableaux suivants présentent, respectivement, la prévision des besoins en énergie et en puissance, à la pointe d'hiver ainsi que sur la période du Plan, pour chacun des cinq territoires que le Distributeur dessert.

²⁶⁴ Pièce [B-0013](#), p. 12.

TABLEAU 21
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRES

en GWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croissance 2022-2032	
												GWh	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	211,1	213,0	214,6	214,5	211,3	211,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	-210,2	-41,9%
Nunavik	102,8	115,0	127,3	129,4	131,9	134,3	137,2	139,1	141,5	143,9	146,9	44,2	3,6%
Basse-Côte-Nord	72,8	75,8	76,3	76,1	76,2	76,4	76,8	76,7	76,8	77,0	77,5	4,7	0,6%
Schefferville	51,7	51,7	52,3	52,5	52,9	53,3	53,9	54,2	54,6	55,0	55,6	3,9	0,7%
Haute-Mauricie	15,4	15,6	15,9	16,1	16,5	17,0	17,4	17,6	17,9	18,3	18,7	3,4	2,0%

Notes : 1 La prévision des besoins en énergie et en puissance comprend les ventes, l'usage interne, les pertes de distribution et de transport ainsi que les services auxiliaires des centrales.
2 Les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap -aux-Meules et de la Romaine.

Source : Pièce [B-0013](#), tableau 3.1, p. 12.

TABLEAU 22
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRES

en MW	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	Croissance 2022-2032	
											MW	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	46,7	47,3	47,6	48,0	47,9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-46,5	-44,4%
Nunavik	19,4	24,5	25,0	25,5	26,0	26,5	27,0	27,5	27,9	28,5	9,1	4,4%
Basse-Côte-Nord	19,5	19,5	19,6	19,6	19,6	19,7	19,7	19,7	19,8	19,8	0,3	0,2%
Schefferville	11,6	11,7	11,8	11,9	12,0	12,1	12,2	12,3	12,4	12,5	0,9	0,8%
Haute-Mauricie	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5	0,7	2,0%

Notes : 1 La prévision des besoins en énergie et en puissance comprend les ventes, l'usage interne, les pertes de distribution et de transport ainsi que les services auxiliaires des centrales.
2 Les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap -aux-Meules et de la Romaine.

Source : Pièce [B-0013](#), tableau 3.2, p. 12.

[427] Comme dans le plan d'approvisionnement 2020-2029, le Nunavik connaît à nouveau la croissance la plus élevée des besoins parmi tous les territoires. Cette augmentation est en partie due à l'accroissement démographique de la région. De plus, une part importante de cette hausse provient de l'utilisation accrue de l'électricité résultant de la conversion des systèmes de chauffage des espaces en biénergie électricité-mazout, ainsi que du passage à l'électricité pour tous les clients résidentiels d'Inukjuak. Également, la mise en service de la centrale hydroélectrique de ce réseau, à partir de 2023, contribue à cette hausse²⁶⁵.

[428] De la même manière que pour le plan d'approvisionnement 2020-2029, le présent Plan tient compte des impacts du raccordement au réseau intégré des réseaux de La Romaine et des IDLM, à l'exception du réseau de l'Île-d'Entrée qui demeurera autonome. Cependant, les prévisions tiennent compte du fait que la conversion du réseau de Cap-aux-

²⁶⁵ Pièce [B-0013](#), p. 13.

Meules au réseau intégré se fera en décembre 2027, plutôt qu'en décembre 2025. Cette option de raccordement demeure la solution privilégiée pour ce réseau.

[429] Ainsi, l'augmentation significative des besoins pour le réseau des IDLM jusqu'en 2027 est due à la conversion progressive des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité en vue de son raccordement au réseau intégré. Toutefois, lorsque le réseau des IDLM sera raccordé au réseau intégré, ses besoins seront exclus du plan d'approvisionnement des réseaux autonomes, ce qui explique la baisse observée dans sa demande prévue à partir de 2027.

[430] **La Régie prend acte de la prévision de la demande déposée par le Distributeur pour les réseaux autonomes.**

10. ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

[431] Selon le Distributeur, les équipements actuels suffisent à répondre aux besoins en énergie de la clientèle de chaque réseau autonome.

[432] Le tableau suivant trace un portrait des marges en puissance²⁶⁶ par réseau après application du critère de planification composé des critères de fiabilité et de stabilité²⁶⁷.

²⁶⁶ La marge en puissance est établie en comparant la prévision des besoins en puissance à celle garantie par les équipements permanents à laquelle s'ajoutent, le cas échéant, des génératrices mobiles.

²⁶⁷ Le critère de planification est présenté à la section 4 de la pièce [B-0013](#).

TABLEAU 23
MARGES EN PUISSANCE PAR RÉSEAUX APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE
PLANIFICATION

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) en kW	2022 - 2023	2023 - 2024	2024 - 2025	2025 - 2026	2026 - 2027	2027 - 2028	2028 - 2029	2029 - 2030	2030 - 2031	2031 - 2032
Îles-de-la-Madeleine										
Cap-aux-Meules ⁽⁵⁾	3 784	3 264	2 898	2 569	2 625	3 010	285	(3 790)	(6 541)	(8 983)
L'Île-d'Entrée	509	509	509	509	510	510	510	510	509	509
Nunavik										
Akulivik	423	405	386	366	346	330	316	302	288	274
Aupaluk ⁽¹⁾	767	732	715	706	699	355	349	344	339	334
Inukjuak ⁽²⁾⁽⁴⁾	162	219	1 908	1 821	1 751	1 686	1 626	1 562	1 495	1 422
Iwivik	465	452	440	427	414	403	392	381	371	361
Kangiqsualujuaq	183	162	138	114	89	64	39	13	253	227
Kangiqsujuaq ⁽¹⁾	919	894	870	847	823	801	617	596	574	552
Kangirsuk	41	34	27	19	11	4	460	452	445	436
Kuujuuaq	233	151	85	16	1 029	951	868	786	702	615
Kuujuuarapik ⁽¹⁾	1 376	1 341	687	655	631	611	592	574	554	533
Puvimittuq	257	203	151	100	1 784	1 734	1 684	1 635	1 585	1 534
Quaqtaq ⁽¹⁾	658	643	571	559	546	532	518	504	490	473
Salluit ⁽¹⁾	2 593	915	880	846	812	779	744	710	675	639
Tasiujaq ⁽¹⁾	417	467	464	457	446	436	426	416	407	396
Umiujaq	151	134	116	99	81	63	46	29	13	405
Basse Côte-Nord										
Lac-Robertson	1 760	1 726	1 695	1 665	1 636	1 607	1 578	1 547	1 514	1 478
La Romaine ⁽³⁾										
Port-Menier	370	366	362	358	353	348	342	335	328	322
Schefferville										
Schefferville	1 074	953	856	766	681	595	490	388	294	203
Haute-Mauricie										
Clova ⁽¹⁾	2	1	239	239	238	236	234	232	231	229
Obedjiwan ⁽²⁾	234	178	102	11	1 351	1 263	1 194	1 129	1 048	959

- Notes :
- 1 Le Distributeur évalue la possibilité d'effectuer un raccordement au réseau intégré pour la pointe 2026-2027. Cette option n'a pas été intégrée au tableau puisqu'elle est encore préliminaire. D'ici là, la génératrice mobile ajoutée dans ce village augmente la fiabilité d'approvisionnement.
 - 2 Inclut l'option d'électricité interruptible.
 - 3 Raccordé au réseau intégré
 - 4 Raccordement de la centrale hydroélectrique privée prévue en 2023
 - 5 Basé sur le statu quo

Source : Pièce [B-0013](#), tableau 5.1, p. 15.

[433] Les équipements planifiés suffisent à répondre aux besoins en puissance de la clientèle de chacun des réseaux autonomes, à l'exception du réseau de Cap-aux-Meules. Le Distributeur explique cette situation ainsi :

« Le déficit en puissance apparaissant à l'hiver 2029-2030 est lié à l'impact sur les besoins de puissance de la décision récente de la Régie (D-2022-109), dans laquelle elle rejette la stratégie de conversion proposée par le Distributeur consistant à raccorder le réseau des IDLM au moyen de câbles sous-marins, pour laquelle la puissance garantie se trouvait rehaussée, et maintient la stratégie d'approvisionnement actuelle. La forte

croissance de la demande est principalement liée à la fin graduelle du PUEÉ, ayant pour impact la conversion des systèmes de chauffage du mazout à tout à l'électricité (TAÉ), faisant partie de la solution privilégiée par le Distributeur. Le plan de transition du PUEÉ devra être revu en fonction de la décision de la Régie, afin de continuer à répondre aux besoins en puissance du réseau des IDLM. [...] La prévision de la demande qui sera présentée dans le cadre de l'État d'avancement 2023 reflétera ce plan adapté »²⁶⁸.

11. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

[434] Conformément aux objectifs du Plan, le Distributeur continuera à prioriser les interventions suivantes dans les réseaux autonomes pour équilibrer l'offre et la demande à moindre coût.

11.1 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET RÉDUCTIONS DE LA PUISSANCE

[435] Bien que la clientèle des réseaux autonomes soit éligible à toutes les interventions en efficacité énergétique, le Distributeur s'efforce d'adapter son offre aux besoins spécifiques de chaque réseau. Afin de favoriser une adhésion maximale, une approche par projet est privilégiée, ce qui signifie qu'une nouvelle intervention en efficacité énergétique peut être déployée dans un seul réseau pour une période définie. Le Distributeur prévoit maintenir cette approche dans les années à venir car elle permet d'accompagner les clients dans leurs démarches du début à la fin, de concentrer les efforts et d'atteindre un grand nombre de clients²⁶⁹.

[436] Le tableau suivant brosse le portrait des interventions en efficacité énergétique dans les différents réseaux autonomes.

²⁶⁸ Pièce [B-0013](#), p. 16.

²⁶⁹ Pièce [B-0013](#), tableau 6.1, p. 18.

TABEAU 24
STATUT DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES

Interventions en efficacité énergétique		Anticosti	La Romaine*	Îles-de-la-Madeleine	Schefferville	Nunavik	Haute Mauricie	
Interventions en efficacité énergétique								
Tous les programmes offerts en réseau intégré étaient aussi disponibles en réseaux autonomes lorsque la rentabilité le permettait.								
Tarifification dissuasive								
Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEE)								
		✓		✓	Non applicable	✓	✓	
Interventions adaptées en efficacité énergétique								
Résidentiel	Sensibilisation	Trouse éducative			Valise 00Watt	✓	✓	✓
		Campagne de sensibilisation à l'efficacité énergétique	✓		✓	✓	✓	✓
		Campagne de sensibilisation à la pointe hivernale	✓		✓	✓	✓	✓
		Concours « Cet hiver, j'adapte mes habitudes! »	✓		✓	✓	✓	✓
	Diagnostic résidentiel	Diagnostic résidentiel Mieux consommer (DRMC)	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
		Service "Comparez-vous"	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
	Mieux consommer	Produits économiseurs d'eau et d'énergie	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
		Éclairage LFC	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
		Éclairage DEL - extérieur	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
		Minuteries pour chauffe-moteur (existant et non-const.)						PP complété
		Thermostats	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
		Thermopompes efficaces			PP en cours			PP en cours
		Laveuses à haut rendement d'essorage et sècheuses à condensation						PP en cours
	Rénovation énergétique	Portes et fenêtres	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes					
		Social - MFR	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes					
		Isolation de l'entretoit (propriétaires et locataires)	Non offert (non rentable)	Non offert (non rentable)	Complété	2/3 complétés (non rentable pour le 1/3)	Non applicable	Complété
		Audits énergétiques	Complété	Complété	Complété (CAM)	Complété	Complété	Complété
		Formation Construction	Non applicable	Complété	Non applicable	Complété	Non applicable	Complété
	Chauffe-eau à trois éléments	✓	Non applicable	✓			Non applicable	
	Affaires	Programme spécifique éclairage efficace	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
Éclairage public		Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	
Éclairage bâtiments publics (incluant Centrales)			Complété	Complété		Complété	Complété	
Thermostats			Complété					
Programme OIÉEB ET OIÉESI (Solutions efficaces)		✓		Plus d'un projet en cours	✓	Audits énergétiques en cours à Kuujuaq	1 projet à Obedjwan	
Génératrices d'urgence						PP complété		
Option d'électricité interruptible						✓		

Notes : ✓ Programme en continu
 PP Projet pilote
 * Le réseau de La Romaine est maintenant raccordé au réseau intégré

Source : Pièce [B-0013](#), tableau 6.1, p. 18.

[437] La stratégie du Distributeur pour limiter la croissance de la demande en électricité dans les réseaux autonomes se poursuivra, orientant ainsi les futures interventions. Les efforts seront renforcés en sensibilisation et formation en efficacité énergétique pour les clients résidentiels et commerciaux dans certains réseaux. Des études de potentiel et projets pilotes seront également lancés dans d'autres réseaux afin de maximiser les retombées d'éventuelles nouvelles interventions²⁷⁰.

[438] Le tableau suivant présente les impacts prévus au cours des prochaines années des programmes d'économie d'énergie et de réduction de puissance du Distributeur dans les réseaux autonomes :

²⁷⁰ Pièce [B-0013](#), p. 20.

TABLEAU 25
IMPACT CUMULATIF DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Réseaux autonomes											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	35,8	37,9	41,1	44,4	50,8	54,9	20,8	21,6	22,4	23,2	23,9
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹</i>	8,2	8,7	9,4	10,2	11,8	12,7	4,4	4,6	4,8	4,9	

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.
1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

Source : Pièce [B-0013](#), tableau 8.8, p. 65.

11.2 UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE

[439] Dans le but d'encourager la clientèle des réseaux autonomes à opter pour une source d'énergie autre que l'électricité produite par les centrales thermiques pour le chauffage des espaces, le Distributeur utilise deux leviers importants afin de réduire sa charge en période hivernale et diminuer le coût des approvisionnements en combustible pour les centrales thermiques:

- Le tarif dissuasif pour les clients situés au nord du 53e parallèle;
- Le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ).

[440] Le PUEÉ est offert dans les réseaux admissibles où il demeure pertinent. Le Distributeur valide régulièrement la rentabilité économique du programme en fonction du mode de production de l'électricité de chaque réseau.

[441] Le PUEÉ continue d'être proposé dans les réseaux admissibles où il reste pertinent. Cependant, pour le réseau d'Inukjuak, le PUEÉ et la tarification dissuasive deviendront obsolètes en raison de l'utilisation d'une source d'énergie renouvelable via la nouvelle centrale hydroélectrique et l'introduction du Tarif domestique biénergie-Réseau d'Inukjuak. Pour le réseau des IDLM, le Distributeur précise que la décision de la Régie impliquant de nouvelles études reporte la conversion du réseau à des sources d'énergie renouvelable, ce qui nécessite une révision du plan de transition du PUEÉ²⁷¹. Le PUEÉ dans le réseau de La Romaine s'est terminé à la suite du raccordement au réseau principal du village de La Romaine à l'automne 2022.

²⁷¹ Dossier R-4110-2019 Phase 2, décision [D-2022-109](#), p. 67 (par. 244).

[442] Pour ce qui est du réseau des IDLM, la réalisation de nouvelles études reportée à une date ultérieure la conversion du réseau à des sources d'énergie renouvelable. Afin d'éviter de surcharger la centrale thermique de Cap-aux-Meules, cette situation exige de revoir le rythme de remplacement des systèmes de chauffage au combustible des clients participant au PUEÉ par des équipements à l'électricité.

[443] Afin de favoriser une utilisation efficace de l'énergie, des ententes avec le Centre intégré de santé et de services sociaux (CISSS) des Îles et la Résidence Plaisance ont permis la récupération de chaleur de la centrale thermique de Cap-aux-Meules pour le chauffage des espaces en 2018 et 2021.

[444] Le tableau suivant présente le statut du PUEÉ.

TABLEAU 26
PUEÉ AU 1^{ER} AVRIL 2022

Territoire	Programme	Clientèle	Combustible	Compensation en % / Contribution du client en ¢/litre (1)	Entretien & dépannage		Subvention			
					Entretien annuel	Dépannage réparation	Remplacement	Conversion	Agrandissement	Nouvelle construction
Îles-de-la-Madeleine	IDLM	Résidentiel	Mazout	30% - 57,85 ¢/litre	Inclus	Inclus	Si équipement non fonctionnel : remplacé par équipement à l'électricité. Montant maximum déterminé. (2)	N/A	N/A	N/A
			Propane	30% - 43,56 ¢/litre	Inclus	Inclus		N/A	N/A	N/A
		Affaires	Mazout	10% - 69,57 ¢/litre	90% des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement	Traité au cas le cas Programmes EE affaires	N/A	N/A	N/A	
			Propane	10% - 59,11 ¢/litre	90% des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement	Traité au cas le cas Programmes EE affaires	N/A	N/A	N/A	
Nunavik	Cri	Résidentiel	Mazout	30% - 50,77 ¢/litre						
		Affaires	N/A							
	Makivik	Résidentiel	Mazout	30% - 50,77 ¢/litre	Inclus	Inclus				
		Affaires	Mazout	30% - 53,58 ¢/litre	Inclus	Inclus				
Basse Côte-Nord	La Romaine (3)	Résidentiel	Mazout	30% - 51,26 ¢/litre				max : 8 500\$ S : 1000\$ CE : 500\$ 16\$/m ² - 4 500\$	max : 4 000\$ S : 1000\$ CE : 500\$ 16\$/m ²	max : 6 000\$ CE : 500\$ 10\$/m ² - 4 000\$
		Affaires								
	Anticosti	Résidentiel	Mazout	30% - 51,26 ¢/litre	Inclus	Inclus	Inclus	max : 8 500\$ S : 1000\$ CE : 1 000\$ 16\$/m ² - 4 500\$	max : 4 000\$ S : 1000\$ CE : 1 000\$ 16\$/m ²	max : 6 000\$ CE : 1 000\$ 10\$/m ² - 4 000\$
		Affaires	Mazout	30% - 54,11 ¢/litre	Inclus	Inclus	Système : 20 ¢/kWh Réservoir : 10 ¢/kWh Max. 80% CT	Système complet : 42 ¢/kWh Max. 90% CT		
Haute-Mauricie	Clova	Résidentiel					max : 8 500\$ S : 1000\$ CE : 500\$ 16\$/m ² - 4 500\$	max : 4 000\$ S : 1000\$ CE : 500\$ 16\$/m ²	max : 6 000\$ CE : 500\$ 10\$/m ² - 4 000\$	
		Affaires								
	Opitciwan	Résidentiel	Mazout	30% - 51,26 ¢/litre	Inclus	Inclus				9 588,33 \$
		Affaires		30% - 54,11 ¢/litre	Inclus	Inclus				

- Notes : 1 Contribution est déterminée selon le tarif d'électricité en vigueur au 1^{er} avril de chaque année.
2 Plan de transition en révision
3 Le réseau de La Romaine est maintenant raccordé au réseau intégré

Légende : S Supplément maximum
CE Chauffe-eau
CT Coûts totaux

Source : Pièce [B-0013](#), tableau 6.2, p. 19.

11.3 CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES

[445] Le Distributeur a entrepris de convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres. En poursuivant les efforts entrepris dans le plan d'approvisionnement 2020-2029, cette stratégie de conversion est adaptée au contexte de chaque communauté desservie et peut prendre l'une des formes suivantes :

- Entente de gré à gré avec les communautés;
- Partenariats avec les communautés;
- Raccordement au réseau intégré d'Hydro-Québec;
- Production et stockage chez le client.

[446] Le Distributeur veillera à ce que les projets de conversion privilégiés soient en accord avec les quatre orientations approuvées par la Régie, garantissant ainsi la cohérence et l'efficacité des initiatives mises en œuvre²⁷². Ces quatre orientations sont :

- La fiabilité de l'approvisionnement;
- La réduction des coûts d'approvisionnement;
- La réduction des GES;
- L'acceptabilité sociale et environnementale.

[447] Cette approche permettra de concilier les besoins énergétiques des communautés desservies avec une vision durable et respectueuse de l'environnement.

[448] Le Distributeur évaluera, au moment opportun, le coût des différentes options d'alimentation spécifiques à chacun des réseaux.

[449] Conformément à la décision D-2022-062 de la Régie, le tableau suivant présente le suivi du plan d'action demandé au Distributeur relatif à la transition énergétique des réseaux autonomes :

²⁷² Approuvée par la Régie dans sa décision [D-2017-140](#) et réitérée par ses décisions [D-2022-062](#) et [D-2022-109](#).

TABLEAU 27
SUIVI DU PLAN D'ACTION RELATIF À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES

Réseau	Plan d'action
Nunavik	<ul style="list-style-type: none"> • Développement des projets d'énergie renouvelable en partenariat avec des organisations inuites régionales. • Dans le modèle d'affaires envisagé, les organisations inuites posséderaient et opéreraient des parcs de production d'énergie renouvelable et le Distributeur achèterait l'électricité produite en vertu de contrats d'approvisionnement en électricité. • Maintien de cette approche partenariale par le Distributeur qui juge qu'elle demeure la mieux adaptée au contexte d'affaires particulier du Nunavik. • Partenariat exclusif avec Les Énergies Tarquti inc (Tarquti) qui devient ainsi le partenaire privilégié du Distributeur pour les projets d'énergie renouvelable au Nunavik qui n'étaient pas déjà en négociation ou en réalisation • Déploiement des projets de conversion planifié en visant à approvisionner globalement les réseaux autonomes en énergie propre à hauteur de 80 % à l'horizon 2030.
Quaqtaq (Nunavik)	<ul style="list-style-type: none"> • Installation d'une tour de mesure de vent en 2021, de même que dans quatre autres communautés du Nunavik par Tarquti • Discussions entre Tarquti et Hydro-Québec visant à déterminer la faisabilité d'un projet éolien en cours. • Le lancement d'un projet conditionnel au succès des démarches d'acceptabilité sociale et à la résolution des enjeux technico-économiques que de tels projets peuvent présenter, en cours de réalisation par Tarquti.
Tasiujaq (Nunavik)	<ul style="list-style-type: none"> • Construction de la nouvelle centrale au diesel, qui intégrera de l'énergie solaire dont la mise en service est prévue en 2023. • Intégration plus importante d'énergie renouvelable en partenariat avec Tarquti inc. dans ce réseau possible dans un deuxième temps.
Inukjuak (Nunavik)	<ul style="list-style-type: none"> • Début de la construction de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau à l'été 2020 par le promoteur. • Début des livraisons retardé au printemps de 2023 étant donné les restrictions de déplacement dans les villages du Nunavik engendrées par la pandémie de la COVID-19.
Kuujjuarapik-Whapmagoostui (Nunavik)	<ul style="list-style-type: none"> • Dépôt par le Distributeur, le 3 mai 2023, auprès de la Régie, d'une demande d'approbation du contrat d'approvisionnement en électricité conclu de gré à gré avec la Société d'énergie renouvelable Kuujjuarapik-Whapmagoostui pour l'achat de l'énergie produite par un nouveau parc éolien de 2 MW qui sera construit et exploité par cette société qui est une corporation détenue à parts égales par les communautés voisines inuite et crie de Kuujjuarapik et Whapmagoostui. • Les livraisons d'énergie du contrat, d'une durée de 25 ans, à partir du 1^{er} décembre 2025.
IDLM	<ul style="list-style-type: none"> • Plan d'action et échéancier préliminaires pour la stratégie de conversion du réseau des IDLM. • Exclusion du présent dossier de l'examen de la nouvelle stratégie de conversion des IDLM et report de cet examen au prochain plan d'approvisionnement.
La Romaine	<ul style="list-style-type: none"> • Raccordement au réseau intégré du village de La Romaine et de la communauté d'Unamen Shipu complété à l'automne 2022.
Obedjiwan	<ul style="list-style-type: none"> • Poursuite des discussions avec la communauté concernant un projet de biomasse avec pour but de conclure un contrat d'approvisionnement en électricité qui devait être déposé pour approbation auprès de la Régie en décembre 2022.
Clova	<ul style="list-style-type: none"> • Évaluation de la possibilité d'effectuer un raccordement au réseau intégré pour la pointe 2026-2027.

Sources : Pièces [B-0013](#), p. 23 à 25, [B-0074](#), [A-0036](#), p. 22 (par. 52), et dossier R-4230-2023, pièce [B-0004](#).

[450] Le Distributeur présente le suivi des différents moyens planifiés pour assurer la fiabilité en puissance, au tableau 6.4 de la pièce B-0013²⁷³.

11.4 MOYENS PERMETTANT D'ASSURER LA FIABILITÉ EN PUISSANCE

[451] Pour intégrer de l'énergie renouvelable variable dans un réseau autonome, une deuxième source de production disponible en tout temps est requise. C'est pourquoi le Distributeur procède principalement à des ajouts ou des remplacements de groupes diesel dans ses installations pour répondre à la demande énergétique. Dans les situations où l'ajout de moyens permanents permettant de combler le déficit en puissance ne peut être réalisé à brève échéance, le Distributeur déploie des groupes électrogènes mobiles.

11.5 POSITION DES INTERVENANTS

[452] L'AHQ-ARQ recommande que le Distributeur dépose, dans l'État d'avancement 2023, un plan d'action (en termes de tarification, technologies chez les clients, etc.) visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités, principalement sur la demande en puissance en réseaux autonomes. L'intervenant demande également que le Distributeur fournisse une prévision de la puissance qui peut être déplacée des heures de forte charge vers les heures de moindre charge et ainsi limiter les besoins pour de nouveaux approvisionnements²⁷⁴.

[453] L'AHQ-ARQ recommande de demander au Distributeur de proposer, lors de l'État d'avancement 2023, une refonte du critère de fiabilité en puissance en réseaux autonomes qui tient compte du nouveau contexte avec l'avènement des productions de source renouvelable²⁷⁵.

[454] Le GRAME souligne l'objectif du Plan pour une économie verte 2030 de réduire de 40 % la consommation de produits pétroliers d'ici 2030 et insiste sur l'importance de l'efficacité énergétique en complément du déploiement d'énergies renouvelables. Il encourage le Distributeur à prendre des mesures significatives dans les réseaux autonomes pour réduire l'empreinte environnementale liée à l'utilisation de groupes diesel. Cependant,

²⁷³ Pièce [B-0013](#), tableau 6.4, p. 26 et 27.

²⁷⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 102 et 103.

²⁷⁵ Pièce [C-AHQ-ARQ-0023](#), p. 103 à 105.

le GRAME observe que les offres financières en efficacité énergétique n'ont pas été adaptées à tous les réseaux autonomes.

[455] Le GRAME recommande au Distributeur de déployer des mesures d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes en utilisant le Test du Coût Total en Ressources (TCTR), tout en prenant en compte les coûts évités spécifiques à ces réseaux. Il suggère également que l'ensemble des aides financières de ces programmes soit adaptées en conséquence pour refléter les économies de coûts réalisées dans ces réseaux.

[456] Afin de permettre un suivi de l'évolution de la réduction des émissions de GES découlant des mesures en efficacité énergétique offertes en réseaux autonomes, le GRAME recommande que soit déposée, dans le prochain État d'avancement, l'information relative à la réduction des émissions de GES découlant du PGEÉ en réseaux autonomes sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032²⁷⁶.

[457] Le GRAME est d'avis que l'ensemble des mesures en efficacité énergétique devrait être évalué en fonction des coûts évités au Nunavik, non seulement dans le but de ne pas impacter les tarifs à la hausse, mais également en considérant l'objectif de décarbonation.

[458] Le GRAME recommande que l'information relative à la réduction des émissions de GES découlant du PGEÉ des réseaux autonomes soit fournie sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032.

[459] Le GRAME note que Les Énergies Tarquti inc. a signé en 2022 un partenariat d'envergure avec Hydro-Québec dans le but de faire progresser les projets d'énergie propre initiés par les communautés du Nunavik. Le GRAME est d'avis qu'une telle entente permettra des avancées probantes en ce qui a trait à la conversion vers des énergies propres dans les réseaux du Nunavik.

[460] En ce qui a trait à la stratégie de conversion des réseaux autonomes, le GRAME souligne que le Distributeur n'a atteint que 30 % de l'objectif énoncé dans son Plan stratégique 2022-2026 visant à approvisionner les réseaux autonomes en énergie propre à hauteur de 80 % d'ici 2030. Pour remédier à cette situation, le GRAME recommande que le Distributeur fixe des objectifs de conversion vers des énergies propres pour chaque

²⁷⁶ Pièce [C-GRAME-0034](#), p. 11.

réseau autonome et qu'il présente régulièrement les résultats de ces conversions dans les États d'avancement et le prochain Plan d'approvisionnement.

[461] Le GRAME suggère également que la Régie exige du Distributeur un tableau détaillé pour chaque réseau, incluant les scénarios envisagés, les dates prévues pour leur réalisation, les consultations en cours ou à venir, ainsi que les réductions potentielles des émissions de GES résultant des conversions envisagées. Cette approche transparente permettrait d'évaluer les progrès réalisés dans la conversion vers des sources d'énergie plus propres et de mesurer leur impact sur la réduction des émissions de GES²⁷⁷.

[462] Le RNCREQ recommande donc d'indiquer dès à présent au Distributeur que la stratégie de conversion des IDLM, à être déposée en 2025, devra inclure une comparaison des scénarios de GNL-R à un éventail d'autres scénarios, tout comme le scénario de raccordement par câble sous-marin était comparé à d'autres scénarios dans le document B-0204 du dossier R-4110-2019 Phase 2.

[463] Le RTIEÉ recommande de :

- Poursuivre la progression actuelle de la mise en œuvre des IEE en réseaux autonomes, incluant ses programmes d'utilisation efficace de l'énergie;
- Maximiser la collaboration avec les communautés de ces réseaux pour la livraison de ces programmes afin d'accroître l'efficacité et la pénétration de ces interventions et en réduire le coût.

[464] Le RTIEÉ recommande :

- D'étendre les programmes du PUEÉ afin qu'ils soient tous offerts aux clients résidentiels et affaires du Distributeur dans tous les réseaux autonomes alimentés au diesel;
- De garder à l'esprit que, lorsqu'un réseau autonome sera converti à une énergie renouvelable, la configuration de sa demande deviendra différente. En effet, si la source renouvelable produit un surplus d'énergie mais ne produit pas suffisamment de puissance, de nouvelles charges en énergie pourront s'ajouter, alors que les PUEÉ et autres mesures de réduction de la puissance, dont la bi-énergie, auront à être maintenues, voire accrues ou complétées par des batteries sur les réseaux ou chez les clients²⁷⁸.

²⁷⁷ Pièce [C-GRAME-0034](#), p. 15.

²⁷⁸ Pièce [C-RTIEÉ-0032](#), p. 27 à 37.

[465] Le RTIEÉ recommande d'indiquer au Distributeur d'encourager la conversion à la biénergie s'il y a production d'énergie électrique renouvelable excédentaire mais sans puissance correspondante, en s'inspirant éventuellement du cas d'Inukjuak.

[466] Le RTIEÉ recommande que le Plan prévoie l'implantation de micro-réseaux dans tous les réseaux autonomes, ainsi que l'encouragement à la conversion à la biénergie s'il y a production d'énergie électrique renouvelable excédentaire mais sans puissance correspondante. À ce dernier propos, le RTIEÉ souligne que des tarifs biénergie résidentiel, commercial et industriel existants pourraient au besoin être adaptés lors du prochain dossier tarifaire en s'inspirant du cas d'Inukjuak au Dossier R-4091-2019. Une aide financière devrait également être incluse aux équipements de conversion à la biénergie et de toute autre solution d'effacement du chauffage électrique en pointe.

[467] Le RTIEÉ recommande que soit déposé, dans le cadre du présent dossier, un calendrier de la conversion aux énergies renouvelables et de la décarbonation de tous les réseaux autonomes. Ce calendrier ferait notamment état, pour chaque réseau, de l'évolution de la prévision de croissance de la demande, des investissements requis pour moderniser ces réseaux afin de les adapter à la production d'électricité renouvelable, du stockage, ainsi que des moyens pour répondre aux nouveaux usages de l'électricité.

11.6 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[468] Contrairement à l'opinion du GRAME, le Distributeur affirme que des projets de conversion d'envergure et structurants ont été mis en œuvre depuis les audiences du plan d'approvisionnement précédent. Parmi ceux-ci figurent les projets de conversion suivants :

- Kuujjuarapik-Whapmagoostui;
- Opitciwan;
- Parc éolien de Grosse-Île (PEDGI) dans le réseau des IDLM;
- Entente avec Les Énergies Tarquti Inc.

[469] Selon le Distributeur, ces initiatives témoignent des progrès accomplis dans ses efforts pour promouvoir l'utilisation d'énergies alternatives et propres dans les réseaux autonomes²⁷⁹. Néanmoins, il réitère que la réalisation d'un projet de conversion d'un réseau

²⁷⁹ Pièce [B-0140](#), p. 27.

autonome est un processus complexe qui requière du temps. Chaque projet doit être adapté aux spécificités de la communauté concernée, ce qui implique notamment de recueillir l'adhésion du milieu²⁸⁰.

[470] Le Distributeur considère que l'élaboration d'un calendrier précis des projets de conversion ne constitue pas une approche efficace ni adaptée à la réalité des réseaux éloignés. Il rappelle qu'il est primordial, pour chaque projet de conversion, de s'assurer de l'acceptabilité sociale, étant donné que de nombreux projets découlent de contrats conclus de gré à gré. Par conséquent, divulguer prématurément des informations, comme celles que certains intervenants réclament, pourrait entraver ou compliquer la réalisation des projets et ainsi compromettre l'acceptabilité sociale de ces initiatives²⁸¹.

[471] Le Distributeur continue de prendre des mesures pour promouvoir l'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes et rendre davantage de mesures accessibles à ces communautés. Il souligne que le programme LogisVert, le plus ambitieux jamais déployé par Hydro-Québec au niveau résidentiel, sera disponible pour cette clientèle. De plus, un projet spécifique de thermopompes efficaces a été lancé en 2022 pour le réseau des ÎDLM²⁸².

[472] Le Distributeur souligne également que tous les programmes d'efficacité énergétique offerts dans le réseau intégré sont également disponibles dans les réseaux autonomes lorsque leur rentabilité le permet. Pour la clientèle commerciale, le Distributeur attend les résultats d'un audit à Kuujuaq, qui pourrait entraîner la mise en place de mesures supplémentaires adaptées, si ces dernières répondent aux critères de rentabilité. En ce qui a trait aux interventions prévues au Nunavik, le Distributeur a l'intention d'étudier une nouvelle approche de sensibilisation ciblant spécifiquement les familles ou les communautés.

Opinion de la Régie

[473] La Régie se déclare satisfaite des projets et investissements prévus à ce jour dans les réseaux autonomes pour répondre à la demande.

[474] La Régie partage l'avis du Distributeur voulant que la concrétisation des projets de conversion dans les réseaux autonomes s'avère complexe et requiert du temps, en raison de l'adaptation nécessaire au contexte spécifique de chaque communauté et de la nécessité

²⁸⁰ Pièce [B-0140](#), p. 27 et 28.

²⁸¹ Pièce [B-0140](#), p. 28.

²⁸² Pièce [B-0140](#), p. 28 et 29.

d'obtenir l'adhésion du milieu. Elle n'est pas convaincue qu'un échéancier précis des projets de conversion soit l'approche appropriée compte tenu de la réalité des réseaux éloignés.

[475] La Régie encourage le Distributeur à poursuivre le développement de projets d'énergie renouvelable en partenariat avec les communautés locales. Elle estime que ce modèle d'affaires est prometteur.

[476] La Régie reconnaît que, malgré la conversion vers des énergies plus propres et moins chères, des investissements continueront à être requis dans les installations diesel pour maintenir la fiabilité de l'alimentation énergétique.

[477] Dans ce contexte, la Régie encourage le Distributeur à poursuivre le déploiement de mesures d'économie d'énergie et de campagnes de sensibilisation afin que les clientèles des réseaux autonomes adoptent et maintiennent des comportements écoénergétiques.

[478] La Régie approuve le plan d'action du Distributeur ainsi que ses orientations relatives à la conversion des réseaux autonomes. La Régie demande au Distributeur de déposer un suivi de ce plan d'action dans le cadre des États d'avancement du Plan.

12. DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

Cadre juridique

[479] Les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel sont présentées en vertu de l'article 30 de la Loi, qui se lit comme suit :

« La Régie peut interdire ou restreindre la divulgation, la publication ou la diffusion de renseignements ou de documents qu'elle indique, si le respect de leur caractère confidentiel ou l'intérêt public le requiert »²⁸³.

[480] Cet article constitue une exception à la règle générale du caractère public des débats devant la Régie. Selon cette règle, il incombe à celui qui demande une ordonnance de

²⁸³ [RLRQ c. R-6.01](#).

traitement confidentiel de faire la preuve que les renseignements visés par sa demande ont un caractère confidentiel qui doit être respecté.

[481] Tel qu'elle l'a indiqué à plusieurs reprises dans des décisions antérieures, la Régie réfère aux critères énoncés par la Cour suprême du Canada dans l'arrêt *Sierra Club du Canada c. Canada (ministre des Finances)*²⁸⁴ (Sierra Club) aux fins de l'examen des demandes de cette nature²⁸⁵.

[482] L'examen des demandes d'ordonnances de traitement confidentiel, selon ces critères, implique que la Régie doit déterminer si les renseignements visés par ces demandes ont un caractère commercial et stratégique important dont la divulgation publique pourrait menacer l'intérêt commercial en cause.

[483] Tel qu'il ressort de l'arrêt *Sierra Club*, cet intérêt commercial « *ne doit pas se rapporter uniquement et spécifiquement* » à la personne qui requiert l'ordonnance et il doit pouvoir « *se définir en termes d'intérêt public à la confidentialité* ». De plus, le risque associé à la divulgation des renseignements qui s'y rattachent « *doit être réel et important, en ce qu'il est bien étayé par la preuve et menace gravement l'intérêt commercial en question* ».

[484] Si la Régie en vient à la conclusion que les renseignements visés revêtent un caractère commercial et stratégique justifiant de conclure qu'il est dans l'intérêt public de les traiter confidentiellement, elle doit ensuite évaluer si les effets bénéfiques d'une ordonnance à cet égard l'emportent sur ses effets préjudiciables à l'égard de la liberté d'expression qui, dans le contexte du présent dossier, comprend l'intérêt du public dans la publicité du processus suivi par la Régie pour l'examen de la Demande.

[485] C'est dans ce cadre que la Régie se prononce sur les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel formulées au cours de la présente phase.

²⁸⁴ [Sierra Club du Canada c. Canada \(ministre des Finances\)](#), 2002 CSC 41, [2002] 2 R.C.S. 522.

²⁸⁵ Voir notamment les décisions suivantes : Dossier R-3708-2009, décision [D-2009-163](#) (par. 11 à 13); Dossier R-3740-2010, décision [D-2010-151](#) (par. 17 et 18); Dossier R-3956-2015, décision [D-2016-086](#) (par. 60 à 70 et 82); Dossier R-3960-2016, décision [D-2016-091](#) (par. 43 à 48 et 55); Dossier R-3984-2016, décision [D-2021-114](#) (par. 33 et 34).

Demande du Distributeur

[486] Le Distributeur demande²⁸⁶ 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 à la pièce B-0010, et caviardés à la pièce B-0009, soit les prévisions économiques du *Conference Board du Canada*²⁸⁷. Le Distributeur demande que cette ordonnance soit rendue pour une période de trois ans.

[487] Au soutien de cette demande, le Distributeur dépose une déclaration sous serment de Monsieur Pedro Antunes, économiste en chef du *Conference Board du Canada*²⁸⁸.

[488] Monsieur Antunes mentionne que le *Conference Board du Canada* est un organisme de recherche indépendant et entièrement privé, qui vend et distribue ses produits de prévisions économiques au secteur privé et à plusieurs ministères et organismes gouvernementaux. Hydro-Québec est l'un de ses clients et a accès aux données et rapports d'analyse de prévisions économiques.

[489] Monsieur Antunes précise que la prévision provinciale de long terme du *Conference Board du Canada* ne peut être diffusée publiquement par ses clients, les médias et les autres utilisateurs de données, puisque l'organisme vend ce produit et que la base de clients potentiels pour ce type de produit est restreinte. Il ajoute que le travail à cet égard est fait une seule fois par an et qu'afin de couvrir les frais encourus, les résultats ne sont pas divulgués publiquement.

[490] La Régie est d'avis que les motifs invoqués par M. Antunes font état d'un intérêt commercial important d'intérêt public en ce qui a trait au service fourni relatif aux renseignements visés et les conditions auxquelles ces derniers sont transmis à ses clients. Par ailleurs, les avantages pour l'intérêt public de la confidentialité de ces renseignements l'emportent sur ses effets préjudiciables à l'égard de l'intérêt du public dans la publicité du processus suivi par la Régie pour l'examen de la Demande, compte tenu notamment du fait que les intervenants qui ont signé un engagement de confidentialité ont eu accès à ces renseignements et que la durée d'application de l'ordonnance demandée est raisonnable.

²⁸⁶ Pièce [B-0002](#), p. 3.

²⁸⁷ Pièce B-0010 (déposée sous pli confidentiel).

²⁸⁸ Pièce [B-0033](#).

[491] **Par conséquent, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur et interdit la divulgation, la publication et la diffusion de la pièce B-0010, et des renseignements qu'elle contient, caviardés à la pièce B-0009, pour une durée de 3 ans à compter de la déclaration de Monsieur Antunes, soit jusqu'au 16 novembre 2025.**

[492] Le 27 mars 2023, le Distributeur dépose, en réponse à une DDR du RNCREQ, la pièce B-0066 sous pli confidentiel, soit le plan marketing 5 ans d'Hilo. Toutefois, le 24 mai 2023, il avise la Régie qu'il renonce à en demander le traitement confidentiel²⁸⁹. Ainsi, il dépose une version révisée de la pièce, soit la pièce B-0112²⁹⁰.

Demande de Bitfarms

[493] Bitfarms 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 à la pièce C-Bitfarms-0073, caviardés à la pièce C-Bitfarms-0075²⁹¹ relatifs à la portion des dépenses d'opération au Canada représentant les dépenses associées à l'approvisionnement en électricité. Bitfarms demande que cette ordonnance soit rendue sans restriction quant à sa durée.

[494] Le 18 juillet 2023, au soutien de cette demande, Bitfarms dépose une déclaration sous serment de Monsieur Philippe Fortier, vice-président principal - développement des affaires²⁹². Ce dernier mentionne notamment que la pièce C-Bitfarms-0073 contient des renseignements traités de façon confidentielle par tout employé, dirigeant ou tout représentant de Bitfarms et que la divulgation de ces informations risquerait de procurer un avantage indu aux concurrents de Bitfarms, et de porter sérieusement atteinte aux intérêts économiques de celle-ci.

[495] La Régie est d'avis que les effets bénéfiques d'une ordonnance de traitement confidentiel à l'égard des renseignements visés l'emportent sur les effets préjudiciables de leur non-divulgation publique à l'égard de la publicité du processus suivi par la Régie, et que les motifs invoqués par Monsieur Fortier dans sa déclaration sous serment justifient l'octroi de l'ordonnance de traitement confidentiel demandée

²⁸⁹ Pièce [B-0109](#).

²⁹⁰ Pièce [B-0112](#).

²⁹¹ Pièce [C-Bitfarms-0075](#).

²⁹² Pièce [C-Bitfarms-0088](#).

[496] **Par conséquent, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel de Bitfarms et interdit la divulgation, la publication et la diffusion de la pièce C-Bitfarms-0073 et des renseignements qu'elle contient, caviardés à la pièce C-Bitfarms-0075, pour une période d'une durée indéterminée.**

13. FRAIS DES INTERVENANTS

[497] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut, notamment, ordonner au Distributeur de payer en tout ou en partie des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

[498] *Le Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie et le Guide de paiement des frais 2020*²⁹³ (le Guide) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer.

[499] La Régie évalue l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations en tenant compte des critères prévus à l'article 12 du Guide. Elle évalue également le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés par les intervenants en tenant compte des critères prévus à l'article 11 du Guide.

[500] Tel que précisé dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie reportait à la phase 2 l'étude de la stratégie du Distributeur pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance et demandait aux intervenants de tenir compte des sujets qu'elle avait retenus, encadrés ou non retenus :

« Le budget global de participation des intervenants s'élève à 1 073 849 \$, sans les taxes. La Régie juge que ce budget est élevé. Par souci d'allègement administratif, la Régie ne demande pas le dépôt de budgets révisés mais les intervenants devront considérer que les budgets présentés ne sont pas approuvés et que la Régie s'attend à ce qu'ils soient revus en fonction du cadre

²⁹³ [Guide de paiement des frais 2020](#).

d'intervention défini à la section 3 de la présente décision en vue des demandes de remboursement »²⁹⁴. [nous soulignons]

[501] La Régie invitait les intervenants à se coordonner afin d'éviter les chevauchements ou la répétition des tâches entre eux et qu'elle allait porter, à cet égard, une attention particulière à l'application des critères de l'article 11 du Guide²⁹⁵ au moment de l'examen des demandes de remboursement de frais²⁹⁶.

[502] Dans sa décision procédurale D-2023-051²⁹⁷, la Régie reportait au prochain plan d'approvisionnement l'examen de la stratégie de conversion des IDLM.

Frais réclamés et admissibles

[503] Les frais réclamés par les intervenants pour leur participation au présent dossier, avant taxes, s'élèvent à 708 707,93 \$ et sont tous jugés admissibles par la Régie.

[504] Les frais réclamés par les intervenants pour leur participation au présent dossier, avec les taxes, s'élèvent à 732 153,89 \$. Les frais admissibles s'élèvent à 732 251,25 \$. L'écart entre les frais admissibles et les frais réclamés résulte de la correction des taxes admissibles pour certains intervenants.

[505] À moins d'avis contraire, les montants cités dans les paragraphes suivants incluent les taxes.

Opinion de la Régie

ACEFQ

[506] Le 19 avril 2023, l'ACEFQ avisait la Régie qu'elle ne déposerait pas de preuve pour la phase 1 du dossier présent. L'intervenante fait valoir dans sa demande de paiement de

²⁹⁴ Décision [D-2023-011](#), p. 25 (par. 79).

²⁹⁵ « Dans le cadre de l'examen d'un budget ou d'une demande de paiement de frais, la Régie, pour juger du caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés ou du budget présenté par un intervenant, tient notamment compte des critères suivants : [...] le chevauchement ou la répétition des tâches avec les autres intervenants ».

²⁹⁶ Décision [D-2023-011](#), p. 25 (par. 80).

²⁹⁷ Décision [D-2023-051](#), p. 22 (par. 52).

frais, que sa participation a tout de même été utile aux délibérations de la Régie en tenant compte de sa DDR à laquelle le Distributeur a répondu.

[507] L'ACEFQ réclame des frais de 9 001,28 \$. La Régie évalue les frais admissibles à 9 078,40 \$ afin de corriger les taxes pour les frais réclamés pour les services de l'avocate de l'intervenante. La Régie estime que sa participation a tout de même été utile et estime que le montant réclamé est raisonnable. **En conséquence, elle octroie à l'ACEFQ le montant de 9 078,40 \$.**

AHQ-ARQ

[508] L'AHQ-ARQ réclame des frais de 108 023,00 \$. Les frais réclamés sont supérieurs aux frais budgétés de 2 %.

[509] Compte tenu de l'avis de la Régie exprimé au paragraphe 79 de sa décision D-2023-011 et du fait que des sections de preuve ont été radiées conformément à la décision de la Régie rendue oralement le 12 juin 2023, le Distributeur s'étonne que l'intervenant réclame des frais légèrement supérieurs à son budget de participation.

[510] L'AHQ-ARQ soutient que les frais réclamés demeurent raisonnables et alignés avec le budget de participation déposé en début de dossier, et ce, malgré une séance de travail, un débat sur la demande d'intervention de l'AHQ-ARQ et la contestation du statut d'expert.

[511] L'AHQ-ARQ affirme avoir tenu compte de la radiation d'une courte partie de la preuve de son expert et avoir ajusté à la baisse les heures réclamées à cet égard afin de respecter la décision rendue par la Régie.

[512] De façon générale, la Régie estime que l'intervention de l'AHQ-ARQ a été utile à ses délibérations. À l'instar du Distributeur, elle rappelle cependant que dans sa décision D-2023-011, elle avait écarté un sujet présenté par l'intervenant et en avait encadré quatre autres.

[513] **Étant donné ce qui précède, la Régie considère qu'il est raisonnable d'octroyer un montant total de 100 000,00 \$ à l'AHQ-ARQ pour son intervention dans le cadre de la phase 1 du présent dossier.**

AQCIE-CIFQ

[514] L'ACIE-CIFQ réclame des frais de 68 551,65 \$, qui sont inférieurs aux frais budgétés de 36 %.

[515] Le Distributeur est d'avis que les frais réclamés par l'intervenant demeurent élevés en regard des sujets traités. Il soulève que la preuve de l'intervenant est succincte et ne concerne que deux sujets, dont un consiste essentiellement à tenter de reproduire les calculs du Distributeur.

[516] L'AQCIE-CIFQ soutient que la réduction très importante des frais réclamés par rapport à son budget de participation, démontre bien la raisonnable de ceux-ci en fonction des enjeux analysés, des questions abordées dans sa DDR et des sujets traités dans sa preuve.

[517] L'intervenant soutient également que le Distributeur est totalement mal fondé d'évaluer la raisonnable des frais réclamés en fonction seulement du nombre de sujets traités dans la preuve de l'AQCIE-CIFQ, alors que la raisonnable des frais réclamés doit s'apprécier non pas à la seule lumière de la preuve présentée à l'audience, mais plutôt en prenant en compte le nombre et la complexité des sujets analysés par un intervenant dans le cadre de l'ensemble des étapes d'un dossier. L'AQCIE-CIFQ a jugé approprié, pour une gestion efficace de sa participation à l'audience, de produire une preuve se limitant aux seuls sujets pour lesquels son analyse a révélé des éléments justifiant d'être traités dans la preuve soumise à la Régie.

[518] La Régie rappelle que dans sa décision D-2023-011, elle avait retenu six des 11 sujets proposés par l'intervenante et qu'elle en avait encadré deux autres.

[519] À l'instar du Distributeur, la Régie estime que l'intervention de l'AQCIE-CIFQ a été partiellement utile à ses délibérations. De plus, elle juge que les frais réclamés sont élevés en regard des sujets traités.

[520] En conséquence, la Régie considère qu'il est raisonnable d'octroyer un montant total de 58 500,00 \$ à l'AQCIE-CIFQ pour son intervention dans le cadre de la phase 1 du présent dossier.

AQPER

[521] Le 14 avril 2023, l'AQPER informait la Régie qu'elle mettait fin à son intervention en phase 1 du présent dossier.

[522] **La Régie octroie à l'AQPER le montant réclamé de 5 459,00 \$.**

Bitfarms

[523] Bitfarms réclame des frais de 57 532,71 \$. Les frais réclamés sont inférieurs aux frais budgétés de 9 %.

[524] Le Distributeur constatait que Bitfarms utilise, dans sa demande de paiement de frais, le taux horaire de 300 \$ prévu pour un témoin expert pour calculer les honoraires réclamés pour l'intervention de leur témoin. Le Distributeur rappelait que la Régie avait déterminé, au paragraphe 78 de sa décision procédurale D-2023-011, qu'il n'était pas utile, pour cet intervenant, d'avoir recours à un témoin expert dans le présent dossier.

[525] Le 1^{er} août 2023, Bitfarms déposait une demande de paiement de frais modifiée corrigeant le taux horaire de son témoin afin de refléter celui d'un analyste externe sénior.

[526] La Régie estime que la participation de Bitfarms a été utile à ses délibérations et que le montant des frais réclamés est raisonnable. **En conséquence, elle lui octroie le montant réclamé de 57 532,71 \$.**

FCEI

[527] La FCEI réclame des frais de 75 859,50 \$ qui sont inférieurs aux frais budgétés de 12 %.

[528] La Régie estime que la participation de la FCEI a été utile à ses délibérations en apportant un éclairage original notamment sur la prévision de la demande, les moyens de GDP et l'enjeu du TDÉ. Le montant des frais réclamés est raisonnable. **En conséquence, la Régie lui octroie le montant réclamé de 75 859,50 \$.**

GRAME

[529] Le GRAME réclame des frais de 68 746,86 \$ qui sont inférieurs aux frais budgétés de 6 %.

[530] La Régie estime que la contribution de l'intervenant a été utile à ses délibérations et que le montant réclamé est raisonnable. **En conséquence, la Régie lui octroie le montant réclamé de 68 746,86 \$.**

HIVE

[531] HIVE réclame des frais de 40 222,53 \$ qui sont inférieurs aux frais budgétés de 31 %.

[532] Le Distributeur est d'avis que les 175 heures de préparation pour les procureurs de l'intervenant sont particulièrement élevées, notamment en comparaison avec le nombre d'heures de préparation pour les procureurs de l'intervenant Bitfarms (soit 50 heures), lequel avait des intérêts semblables. Le Distributeur est d'avis que ce nombre d'heures devrait être revu à la baisse.

[533] HIVE souligne que les frais réclamés dans sa demande de paiement de frais sont 31 % en dessous du budget annoncé en décembre 2022 et qu'ils représentent la plus basse somme réclamée parmi les intervenants ayant maintenu leur intervention jusqu'à la fin du dossier. Dans ces circonstances, et considérant les commentaires de la Régie aux paragraphes 79 et 80 de sa décision procédurale D-2023-011, HIVE soumet qu'elle n'avait pas à limiter davantage les frais réclamés dans le présent dossier.

[534] HIVE soumet qu'elle et Bitfarms ont collaboré pour la conduite du dossier, résultant en une répartition des heures de préparation entre les avocats de HIVE et de Bitfarms.

[535] La Régie estime que la contribution de l'intervenant a été utile à ses délibérations et que le montant réclamé est raisonnable. **En conséquence, la Régie lui octroie le montant réclamé de 40 222,53 \$.**

PNCW

[536] PNWC réclame des frais de 57 036,46 \$. Les frais admissibles sont supérieurs aux frais budgétés de 137 %.

[537] Le Distributeur estime que les frais réclamés par la PNCW sont démesurés par rapport à ceux réclamés par les autres intervenants, dans le contexte où son intervention était circonscrite avec un nombre très limité de sujets à traiter.

[538] La PNCW avance s'être retrouvée à être la seule participante au dossier à défendre une position intermédiaire quant au maintien du bloc réservé pour usage cryptographique. En outre elle est la seule à avoir favorisé le maintien de la capacité du Distributeur d'accepter de nouvelles adhésions au TDÉ en insistant sur la vaste marge discrétionnaire que ce tarif offre, afin de le réserver aux seuls clients dont l'activité ferait partie des secteurs stratégiques et prioritaires porteurs de développement économique, comme souhaité par le Gouvernement. Ainsi, la PNCW prétend avoir effectué des recherches poussées afin de fournir à la Régie une vaste quantité d'exemples de cas d'usage cryptographique permettant la récupération de la chaleur à des fins socialement, économiquement et environnementalement utiles.

[539] Le Distributeur souligne que le fait que la PNCW soit la seule intervenante à défendre une position particulière ne peut constituer un argument valable pour justifier les dépassements observés.

[540] La Régie juge que la participation de la PNCW a été utile à ses délibérations. Elle constate cependant que les frais réclamés par l'intervenant sont supérieurs aux frais budgétés de 137 %. La Régie constate que le temps de préparation de l'avocat et de l'analyste est passé de 59 hres à 157,80 hres, soit une augmentation de 167 %. Elle ne souscrit pas à l'argument de l'intervenante qui tente de justifier cet écart par le fait d'être la seule participante au dossier à défendre une position intermédiaire quant au maintien du bloc réservé pour usage cryptographique et à favoriser le maintien de la capacité du Distributeur d'accepter de nouvelles adhésions au TDÉ.

[541] La Régie ne voit aucun changement au cours du dossier qui justifierait une telle inflation dans la demande de paiement de frais en regard du budget initial et à l'instar du Distributeur, juge que le montant réclamé est démesuré en comparaison des autres intervenants. **En conséquence, la Régie juge raisonnable d'octroyer à la PNCW un montant de 29 000,00 \$.**

RNCREQ

[542] Le RNCREQ réclame des frais de 97 376,20 \$. Les frais admissibles sont inférieurs aux frais budgétés de 23 %.

[543] Le Distributeur est d'avis que les frais réclamés demeurent élevés en regard des sujets traités par le RNCREQ et du cadre d'intervention déterminé par la Régie dans ses décisions procédurales. En particulier, le Distributeur estime élevé le nombre d'heures réclamées pour la participation de l'analyste externe de l'intervenant, plus particulièrement en regard des heures consacrées à la préparation.

[544] Le Distributeur évoque également la décision de la Régie d'accueillir sa demande de radiation sur les sections 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 du mémoire du RNCREQ, ainsi que ses recommandations 1, 2, 3, 5, 6 et 7, en lien avec le sujet des coûts évités, pour confirmer le cadre d'intervention de l'intervenant.

[545] Le Distributeur est également d'avis que le RNCREQ, contrairement à ce qu'il prétend, n'a pas respecté les instructions de la Régie au paragraphe 68 de sa décision procédurale D-2023-011, qui excluait de refaire le débat sur la méthodologie des coûts évités ni de proposer l'examen d'une nouvelle méthode.

[546] Étant donné la décision de la Régie de radier de façon préliminaire une partie de la pièce C-RNCREQ-0026, le RNCREQ précise que l'analyste externe a pris soin d'isoler dans sa facture les 30 heures de travail qui ont été requises pour préparer les sections ultimement radiées.

[547] L'intervenant invite la Régie à prendre en considération que bien qu'une partie du rapport de l'analyste externe sur les coûts évités ait été radiée, son travail demeure tout de même pertinent et utile, notamment en ce qui a trait à sa présentation.

[548] De façon générale, la Régie estime que la participation du RNCREQ a été relativement utile à ses délibérations. Elle rappelle cependant que dans sa décision D-2023-011, elle avait écarté cinq sujets proposés par l'intervenante et en avait encadré trois autres. En outre, le nombre d'heures de préparation pour ses analyses demeure élevé en comparaison des autres intervenants.

[549] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie juge raisonnable d’octroyer a RNCREQ un montant de 88 000,00 \$.**

ROEÉ

[550] Le ROEÉ réclame des frais de 58 422,89 \$, avant taxes. La Régie évalue les frais admissibles, avec taxes, à 66 943,44 \$ afin de corriger les taxes admissibles pour l'avocate et l'analyste de l'intervenant.

[551] Les frais admissibles sont inférieurs aux frais budgétés de 7 %.

[552] La Régie estime que la contribution de l'intervenant a été utile à ses délibérations et que le montant réclamé est raisonnable. **En conséquence, la Régie lui octroie le montant réclamé de 66 943,44 \$.**

RTIEÉ

[553] Le RTIEÉ réclame des frais de 77 421,50 \$. Les frais admissibles sont inférieurs aux frais budgétés de 19 %.

[554] Le Distributeur est d'avis que les frais réclamés par le RTIEÉ sont élevés considérant notamment que la très grande majorité des questions posées dans sa DDR ont été jugées hors cadre par la Régie, que le nombre de sujets sur lesquels l'intervenant pouvait intervenir était limité et encadré et, finalement, que les recommandations de l'intervenant visent essentiellement à exiger du Distributeur des suivis et des mises à jour.

[555] En réplique aux commentaires du Distributeur, le RTIEÉ fait valoir qu'il a réussi à éviter ce qu'il craignait, à savoir que le Distributeur ne loge ultérieurement des demandes de radiation de preuve comme il en a logé à l'endroit des preuves d'autres intervenants.

[556] Le RTIEÉ souligne qu'il n'a pas réclamé de frais pour le travail accompli à l'occasion de ses demandes préliminaires sauf pour la seule partie qui fut accueillie par la Régie, à savoir le sujet de la planification des ajouts techniques au réseau de distribution de nature à réduire la demande en énergie ou en puissance.

[557] Finalement, le RTIEÉ indique que sa demande de paiement de frais est substantiellement inférieure au budget soumis.

[558] La Régie estime que la participation du RTIEÉ a été partiellement utile à ses délibérations dans la mesure où six des 14 recommandations présentées portaient sur des enjeux de programmes d'efficacité énergétique pour lesquels elle n'a pas de pouvoir d'ordonnance.

[559] La Régie rappelle en outre que dans sa décision D-2023-011, elle avait retenu trois des sept sujets proposés par l'intervenant et en avait encadré deux autres.

[560] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie juge raisonnable d'octroyer à RTIEÉ un montant de 50 000,00 \$.**

[561] Le tableau suivant résume les frais réclamés par les intervenants et les frais octroyés par la Régie.

TABLEAU 28
FRAIS RÉCLAMÉS ET OCTROYÉS
(AVEC TAXES)

Intervenants	Frais réclamés	Frais octroyés
ACEFQ	9 001,28 \$	9 078,40 \$
AHQ-ARQ	108 023,00 \$	100 000,00 \$
AQCIE-CIFQ	68 551,65 \$	58 500,00 \$
AQPER	5 459,00 \$	5 459,00 \$
Bitfarms	57 532,71 \$	57 532,71 \$
FCEI	75 859,50 \$	75 859,50 \$
GRAMÉ	68 746,86 \$	68 746,86 \$
HIVE	40 222,53 \$	40 222,53 \$
PNCW	57 036,46 \$	29 000,00 \$
RNCREQ	97 376,20 \$	88 000,00 \$
ROÉÉ	66 923,20 \$	66 943,44 \$
RTIEÉ	77 421,50 \$	50 000,00 \$
Total	732 153,89 \$	649 342,44 \$

[562] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

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

PREND ACTE des bilans révisés en puissance et en énergie déposés par le Distributeur et lui demande de les mettre à jour en fonction des informations les plus contemporaines à sa disposition au moment du dépôt de sa preuve en phase 2;

APPROUVE la demande du Distributeur de ramener à zéro la quantité associée au solde du Bloc réservé prévu pour l'alimentation des Clients CB;

REJETTE la demande du Distributeur de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par les clients retenus au terme de l'A/P 2019-01. Ainsi, la Régie maintient un Bloc réservé de 32,6 MW pour la clientèle CB;

DEMANDE au Distributeur de déposer le texte modifié des Conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs conforme aux exigences contenues dans la présente décision, pour approbation, dans leur version française et anglaise, au plus tard le 4 octobre 2023, à 12 h;

APPROUVE la demande du Distributeur lui permettant de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ;

PREND ACTE de la prévision de la demande déposée par le Distributeur pour les réseaux autonomes;

APPROUVE le plan d'action du Distributeur ainsi que ses orientations relatives à la conversion des réseaux autonomes;

ACCUEILLE la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur à l'égard de la pièce B-0010, caviardée à la pièce B-0009, et **INTERDIT** la divulgation, la publication ou la diffusion des renseignements qu'elle contient, jusqu'au 16 novembre 2025;

ACCUEILLE la demande d'ordonnance de traitement confidentiel de Bitfarms à l'égard de la pièce C-Bitfarms-0073, caviardée à la pièce C-Bitfarms-0075, et **INTERDIT** la divulgation, la publication ou la diffusion des renseignements qu'elle contient, sans restriction quant à la durée;

OCTROIE aux intervenants les montants indiqués dans la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés par la présente décision;

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

Jocelin Dumas
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Pierre Dupont
Régisseur