C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

R É G I E D E L ' É N E R G I E

R-4210-2022
PHASE 1

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

Et *al.*

Intervenants

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032

ARGUMENTATION DU DISTRIBUTEUR

CONTEXTE

1. Le plan d'approvisionnement du Distributeur (le « Plan ») est encadré par l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « LRÉ ») et constitue un exercice de planification triennal, axé sur l'équilibre offre-demande, portant sur une période de 10 ans.

> **72.** À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte:
>
> 1° des risques découlant de ses choix de sources d'approvisionnement;
>
> 2° pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112;
>
> 3° pour l'approvisionnement en gaz naturel:
>
> *a*) de la marge excédentaire de capacité de transport que le titulaire estime nécessaire pour favoriser le développement des activités industrielles, cette marge ne pouvant excéder 10% de la quantité de gaz naturel que ce titulaire prévoit livrer annuellement;

> *b*) de la quantité de gaz naturel renouvelable déterminée par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 4° du premier alinéa de l'article 112.
>
> Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

2. La phase 2, dont le dépôt est prévu à l'automne, portera de façon spécifique sur la stratégie pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis.

3. La préoccupation centrale du Distributeur est de s'assurer que l'équilibre offre-demande est rencontré.

4. Le présent Plan s'inscrit dans un contexte particulier :

   - la transition énergétique, dont notamment la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'électrification de l'économie et l'émergence de filières économiques qui exercent une influence majeure sur les ventes du Distributeur ;

   - la hausse prévue de la demande d'électricité sur la période du Plan ;

   - le resserrement des bilans d'énergie et de puissance ;

   - la nécessité de ramener à zéro le solde du bloc réservé de 270 MW (le « Bloc réservé ») pour la catégorie de consommateurs utilisant l'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (les « Clients CB ») et de fermer le processus d'attribution ainsi que le guichet unique ;

   - la demande visant à fermer le Tarif de développement économique ;

   - l'échéance de certains contrats d'approvisionnement à l'horizon du Plan ;

   - les appels d'offres en cours (A/O 2021-01, A/O 2021-02 et A/O 2023-01) ;

   - 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*, L.Q. 2023, chapitre 1 (la « Loi sur le plafonnement »).

5. Le Plan est aussi caractérisé par le plan d'action du Distributeur visant à poursuivre la conversion de façon totale ou partielle des réseaux autonomes vers des sources d'énergie moins chères et ayant une empreinte environnementale plus faible.

RÉSEAU INTÉGRÉ

➢ Prévision de la demande

6. La prévision de la demande du Distributeur est centrée. Elle ne reflète pas des cas de demandes extrêmes, que ça soit de fortes demandes ou de faibles demandes. Par contre, les fourchettes d'encadrement donnent une orientation sur les différentes possibilités de déviation par rapport à cette trajectoire centrée.

7. Cette prévision centrée est conforme aux attentes de la Régie qui, dans sa décision sur le *Plan d'approvisionnement 2020-2029*[1], encouragait le Distributeur à poursuivre ses efforts d'amélioration de ses modèles de prévision et de la qualité de ses intrants afin que sa prévision présente l'évolution de la demande d'électricité la plus centrée possible.

8. Cette prévision est par ailleurs toujours d'actualité dans un contexte en constante évolution. À titre d'exemples : une conjoncture marquée par un ralentissement économique, des objectifs gouvernementaux de décarbonation, l'adoption de la Loi sur le plafonnement (PL2), des nouvelles initiatives municipales en matière de décarbonation et l'intention d'Hydro-Québec de rehausser ses cibles en matière d'efficacité énergétique.

9. La prévision intègre déjà plusieurs des éléments caractérisant cette évolution, dont les récentes initiatives municipales de décarbonation.

> « Dans notre prévision de la demande, on tient compte des efforts de décarbonation de manière générale et non pas de façon très, très spécifique à des projets en particulier, comme celui de la Ville de Laval ou la Ville de Montréal. Ces annonces-là, ce sont des annonces, il faut avoir des moyens pour qu'ils puissent se concrétiser. Pour le moment, l'information, elle n'est pas assez concrète pour qu'on puisse prendre en compte, supposer que les objectifs ou les annonces de ces projets municipaux vont concrètement se réaliser pour qu'on puisse les intégrer au niveau de la prévision de la demande. »
>
> Lamya Souktani, N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 10.
>
> Voir aussi : Marc-André-Lavigne, N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 11.

10. La prévision est un tout cohérent. Les éléments qui la composent doivent être analysés de façon globale. La prévision prend en considération l'ensemble des éléments, qui peuvent avoir des effets contraires, et leurs interactions.

> Lamya Souktani, N.S. vol. 2, pièce A-0051, pp. 109 à 111.

---

[1] Dossier R-4110-2020, décision D-2022-062, p. 38.

11. La méthode de prévision par enveloppes de croissance est quant à elle adéquate et appropriée pour établir les prévisions sectorielles et plus particulièrement celles des secteurs émergents.

12. Cette prévision 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.

> « On fait... Mais juste pour réitérer, on fait une prévision des enveloppes de croissance des secteurs. Donc, il n'y a pas de... ce n'est pas une agrégation de projets, c'est vraiment une approche, là, par enveloppe. Parce que, l'agrégation de projets, pour nous, il y a plusieurs effets indésirables, là, qui nous empêcherait d'avoir une prévision centrée. L'agrégation de projets nous amène une certaine volatilité inhérente qui ne... et devrait nous... nous amènerait à nous positionner sur de l'arbitraire, donc c'est pour ça qu'on choisit plutôt une approche par enveloppe qu'on trouve beaucoup plus stable. Donc, par conséquent, on... Puis cette approche par enveloppe là fait fi justement, là, de la taille des projets vu qu'on ne regarde pas l'enveloppe comme étant, là, des agrégations de projets de diverses tailles, comme tels. Donc, notre prévision ne fait pas cette distinction-là. »
>
> Marc-André Lavigne, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 46-47.

13. La stabilité inhérente à cette approche est un atout dans un environnement changeant, notamment lors d'une modification législative comme la Loi sur le plafonnement (PL2).

> Pièce HQD-2, doc. 2.2 (B-0131), p. 3.

- **Impacts des véhicules électriques sur la prévision de la demande**

14. Le Distributeur rappelle que la prévision est centrée et qu'elle est exempte de l'impact des moyens de gestion de la demande de puissance (« gestion de la demande »). L'effacement de la recharge sera un moyen de gestion de la demande. Quand les moyens seront arrêtés, les ajustements devront être faits aux bilans.

> « Comme je disais tantôt, nous, on fait une prévision, là, qui est exempte des moyens de gestion, donc le tableau 5.3 vous présentait la prévision, là, des besoins en puissance à la pointe. Pour ce qui est de votre question, les contributions des moyens de gestion se retrouvent plus au bilan et non pas dans la prévision. Donc, à votre question si un client du secteur de l'hydrogène biométhanisation voulait participer à un produit d'effacement, bien ce serait probablement une option, là, comme l'OEI, par exemple, là, qui se retrouverait, là, dans les lignes du bilan et non pas dans les lignes du tableau 5.3 de la prévision. »
>
> Marc-André Lavigne, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 28 et 29.

15. La volonté du gouvernement du Québec de rehausser ses objectifs d'adoption des véhicules électriques fait naitre une problématique, à savoir celle de la recharge de ceux-ci, susceptible d'entrainer une pression sur le réseau, particulièrement en période de pointe. Il s'agit toutefois d'une problématique dont le Distributeur ne peut pas encore pleinement estimer l'ampleur puisqu'elle dépendra essentiellement des habitudes de consommation énergétique des consommateurs dont les profils ne sont pas connus à ce jour. Il faut faire les choses dans l'ordre, identifier le problème d'abord pour ensuite implanter des mesures nécessaires et adaptées.

> « Juste comme je vous disais, au préalable, là, là nous ce qu'on a présenté, c'est une prévision sans... sans impact des moyens de gestion. Donc, une fois qu'on a identifié la problématique, là les équipes s'affairent à faire des analyses et à mettre en place les stratégies pour y répondre. »
>
> Marc-André Lavigne, N.S. vol. 3, pièce A-0053, p. 55.

16. Par ailleurs, le Distributeur a été clair, il travaille déjà sur des mesures pour permettre l'intégration de la recharge des véhicules électriques aux moyens de gestion de la demande, que ce soit par le biais de Hilo ou d'éventuels offres tarifaires ou des programmes.

> Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, p. 54.

17. Les améliorations faites aux modèles et la nouvelle approche du Distributeur ont permis de mieux cibler les impacts des véhicules électriques dans la prévision.

> « Je voulais juste peut-être contextualiser. Comme vous savez, là, dans la section 8 du complément de preuve de prévision de la demande, justement, on a mis de l'avant une nouvelle approche nous permettant, là, justement, de mieux quantifier l'impact des éléments exogènes, là. Quand je dis « exogène », là, c'est dans ce cas-ci les véhicules électriques en font partie, justement dans leur capacité à faire évoluer le propre fil de demande quotidien, donc, mais en fonction, là, de la pénétration d'autres éléments exogènes. Donc, c'est comme ça, là, c'est une approche qui est assez novatrice, qui est très novatrice même. »
>
> Marc-André Lavigne, N.S. vol. 3, pièce A-0053, p. 51.

18. La prévision prend également en considération l'évolution du parc automobile, ce qui comprend notamment l'augmentation du nombre de VUS.

> « Oui. Ça fait partie, justement, de notre positionnement. On regarde la composition actuelle du parc et on fait évoluer, là, le parc de véhicules électriques de la même façon. Donc, on tend vers les pourcentages qu'on observe, actuels. L'hypothèse derrière ça, c'est que quelqu'un qui a un SUV aujourd'hui, bien, va probablement aller vers un SUV électrique dans le futur. Il ne se tournera peut-être pas vers un véhicule de plaisance.
>
> […]

> C'est sûr qu'à l'heure actuelle, l'offre pour les véhicules, là, de type camion ou SUV elle est moindre, donc cette offre-là est un peu retardée, si je peux dire, mais ultimement, elle va tendre vers la composition du parc actuel. »
>
> Marc-André Lavigne, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 75 et 76.

- **Rehaussement des cibles en efficacité énergétique**

19. L'efficacité énergétique contribue aux bilans d'énergie et de puissance en réduisant la demande d'électricité. À l'horizon du Plan, le Distributeur s'est doté d'une cible ambitieuse en efficacité énergétique de 8,9 TWh laquelle est intégrée dans sa prévision de la demande.

> Complément de réponse à la question 18.1 de la DDR nº 1 du RNCREQ, pièce HQD-4, doc. 10.3 (B-0103).

20. La nouvelle offre LogisVert, une offre globale évolutive, dont le lancement est prévu sous peu, a été développée en lien avec l'atteinte de l'objectif de 8,9 TWh.

> « 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. »
>
> Frédérik Aucoin, N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 40.

21. Le Distributeur est d'avis qu'il met tout en œuvre pour exploiter les interventions en économie d'énergie qui passent les tests de rentabilité habituels (approuvés par la Régie).

22. Plusieurs commentaires ont été formulés quant au rehaussement des cibles en efficacité énergétique. Certains ont mis de l'avant une hausse des cibles qui serait de l'ordre de 25 TWh.

23. À cet effet, le Distributeur rappelle que le 25 TWh ne représente pas le nouvel objectif en économies d'énergie. Il s'agit plutôt d'un potentiel technico-économique, établi en 2020, duquel il souhaite se rapprocher.

24. Le lancement d'une démarche qui permettra de déterminer les solutions qui permettront de se rapprocher du plein potentiel d'efficacité énergétique a d'ailleurs été annoncé par Hydro-Québec.

> « 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. »
>
> Communiqué de presse d'Hydro-Québec du 4 avril 2023 ;
>
> N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 20.

25. Ce qui a été annoncé en communiqué de presse, c'est donc surtout l'objectif associé au lancement d'une démarche pour identifier les interventions et leviers nécessaires.

26. Les travaux de cette démarche, débutés en avril 2023, sont toujours en cours. Dans le cadre de cette démarche, le Distributeur s'affaire à quantifier le potentiel des mesures et à identifier les leviers nécessaires pour s'approcher du plein potentiel.

> « T'sais, ce qu'on dit aussi pour l'atteinte du plein potentiel, ce n'est pas juste aussi entre les mains d'Hydro-Québec. Ça fait qu'on est en train de faire vraiment une consultation, là, autant au niveau avec les différents ministères qu'avec les... des experts dans le domaine pour voir, justement, là, quels leviers il faudrait actionner, qui ne sont peut-être pas accessibles aujourd'hui, mais qui pourraient, là, faire en sorte qu'on se rapproche du plein potentiel.
>
> Il y a certaines choses qui sont peut-être plus accessibles directement pour Hydro-Québec, puis c'est le genre, là, de solution, là, qu'on est en train d'analyser, là, pour savoir quels leviers il faudrait actionner pour dépasser notre cible, là, qui était déjà ambitieuse. »
>
> Frédérik Aucoin, N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 20.

27. Des quantités seront intégrées à la prévision de la demande lorsque les hypothèses centrées auront pu être précisées pour les interventions identifiées. Seulement ce qui est réaliste à l'horizon du Plan sera intégré.

> « 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. »
>
> Réponse à la question 6.1 de la DDR n° 4 de la Régie à la pièce HQD-4, doc. 1.4 (B-0115).

28. Le Distributeur rappelle par ailleurs qu'il ne faut pas confondre un potentiel technico-économique et un potentiel technico-économique réalisable.

> « À vrai dire, ce qu'il faut comprendre c'est que, t'sais, il faut comprendre la définition d'un potentiel technico-économique, c'est différent d'un potentiel technico-économique réalisable. Puis ça, j'en ai peut-être brièvement parlé hier. 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 terawattheures (30 TWh), il y a des freins à l'atteinte de ce trente terawattheures (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. Par contre, c'est... c'est des choses, là, qu'on est en train de travailler pour savoir, là, jusqu'où qu'on peut se rendre, puis en faisant, là, certaines analyses à partir du potentiel technico-économique, là, qu'on présente présentement. »
>
> Frédérik Aucoin, N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 18.

29. Cela étant, cette démarche illustre l'importance accordée par le Distributeur à l'efficacité énergétique et les efforts qu'il compte y consacrer au courant des prochaines années.

- **Coûts évités**

30. Le Distributeur rappelle que la Régie a accepté la proposition de coûts évités horaires du Distributeur (D-2022-062, paragr. 543, réitéré dans la décision procédurale D-2023-011).

> « 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. »
>
> Décision D-2023-011, paragr. 68.

31. Le RNCREQ souligne que la méthode du Distributeur a tendance à sous-estimer les coûts évités réels pendant les heures de plus forte charge et surestimer les coûts évités réels pendant les autres heures.

32. Le Distributeur rappelle que sa planification s'effectue à conditions climatiques normales. À cet effet, il est attendu que les coûts d'approvisionnement réels dans un hiver particulièrement froid soient supérieurs aux coûts anticipés (coûts évités).

> « En réponse à cet élément, le Distributeur souligne qu'en mode planification, l'exercice de prévision des coûts évités des heures de plus fortes charges doit notamment s'effectuer 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. »
>
> Pièce HQD-2, doc. 3 révisé (B-0020), section 10.2.3.

33. Le Distributeur réitère par ailleurs l'ensemble des explications fournies sur sa méthode lors du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*.

34. Concernant les coûts évités de transport et distribution, le Distributeur souligne 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 les requis d'un contrôle local des moyens de gestion. Dans l'intervalle et par prudence, le Distributeur n'attribue pas de valeur au report d'investissements dans ses analyses économiques des différents moyens de gestion de la demande.

> Pièce HQD-4, doc. 1.1 (B-0043), pp. 34-35.

- **Appel au public**

35. Le Distributeur ne préconise pas d'intégrer l'appel au public au bilan de puissance comme moyen de gestion de la demande ni l'application du Crédit hivernal aux clients ayant répondu à l'appel au public. Ce n'est pas un moyen que le Distributeur souhaite appeler de façon régulière durant un hiver et pour lequel il aurait un profil garanti.

> « Non, elle n'est pas prévisible, mesurable et on ne peut pas en faire une calibration statistique, là. Ce n'est pas quelque chose qu'on est amené à faire de façon régulière ou qu'on souhaiterait faire de façon régulière durant un hiver. Donc, c'est un moyen sur lequel on s'appuie en ultime recours, avant délestage, mais ce n'est pas un moyen qu'on serait amené à appeler de façon régulière durant un hiver et pour lequel on aurait un profil garanti, soit contractuellement, soit par la masse d'informations dont on disposerait sur lesquelles on pourrait s'appuyer pour la fiabilité. »
>
> Grégory Emiel, N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 33.

36. Il serait difficile d'estimer la contribution en puissance de l'appel au public à des fins de fiabilité, comme ce qui est fait pour les moyens de gestion de la demande.

> « Juste préciser quand on parle de contribution, on peut faire l'amalgame contribution au bilan de puissance. La rétroaction, le post-mortem sur la performance pour la tarification dynamique, par exemple, permet de qualifier son inscription au bilan de puissance. Par contre, pour un moyen qui est utilisé même pas à chaque année et de façon exceptionnelle, la rétroaction nous permet

> d'avoir une mesure, mais elle ne nous permet pas d'estimer sa contribution en fiabilité. C'est trop exceptionnel pour en faire une statistique. »
>
> Grégory Emiel, N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 35.

37. L'appel au public demeure un moyen de dernier recours, rarement utilisé. Il ne peut par ailleurs plus être considéré isolément, sans prendre en compte également l'existence de moyens tels la tarification dynamique et Hilo.

> « En ultime recours, avant de procéder à un abaissement de tension ou à un délestage, on sollicite la population pour réduire la consommation énergétique. »
>
> Grégory Emiel, N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 30.

38. Le Distributeur vise plutôt à ce que la clientèle, davantage sensibilisée aux questions énergétiques et intéressée à s'interrompre, s'inscrive aux options de tarification dynamique ou à Hilo.

> « Les clients d'Hydro-Québec disposent d'options qui leur permettent de participer de façon active, prévisible, soutenue et répétitive à des effacements contrôlés, à la demande d'Hydro-Québec. La participation de l'ensemble du public a de l'effacement, c'est considéré comme une mesure… mesure d'urgence en quelque sorte, là, rendu à avoir un enjeu prévisible sur la fiabilité du système. C'est comme ça que c'est opérationnalisé. »
>
> Grégory Emiel, N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 31.

39. L'application du Crédit hivernal aux clients ayant répondu à l'appel au public, tel que suggéré par des intervenants, impliquerait par ailleurs de suivre la consommation des clients et de calculer une période de référence pour chacun d'eux. Ce serait particulièrement lourd comme processus et inéquitable pour les clients participant déjà à la tarification dynamique ou à Hilo.

> « En fait, c'est... il y a une grande nuance que quand un client adhère aux options tarifaires, soit le Flex ou le crédit, c'est vraiment un geste volontaire, puis nous, on l'accompagne au courant de l'hiver aussi pour participer à tous les défis. Donc, on est capable, avec l'historique aussi de la performance d'évaluer le potentiel moyen par défi. Fait qu'on a vraiment une visibilité. Tandis que des appels au public, comme expliqué par mon collègue, c'est vraiment en dernier recours. Et donc, c'est difficile de prédire... un, le nombre de fois qu'il faudrait le faire et c'est difficile de prédire le nombre de mégawatts relié à tout ça. On a vraiment une approche de volontariat pour adhérer aux options tarifaires, puis vraiment avec un support constant avec les clients. Donc, c'est vraiment difficile de comparer les deux, on est dans deux approches différentes complètement. »
>
> Sabrina Harbec, N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 34.

- **Abaissement de tension**

40. 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 qui se situerait entre 250 et 280 MW en période de pointe hivernale.

> Réponse à l'engagement nº 10, pièce HQD-7, doc. 5 (B-0138).

41. La recommandation de l'AHQ-ARQ d'établir une valeur de 400 MW à titre d'abaissement de tension repose sur un calcul simpliste ne tenant pas compte de la charge abaissable, qui peut être affectée par différents critères.

> « Puis différents critères font que 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. »
>
> Grégory Emiel, N.S. vol. 2, pièce A-0051, p. 168.

42. Les informations du Transporteur relativement à la valeur de la charge abaissable permettent d'inférer la valeur de réduction de la charge à la pointe hivernale.

> Réponse à l'engagement nº 2, pièce HQD-7, doc. 4 (B-0137).

- **Hilo**

43. Le Distributeur est constamment en réflexion dans le développement des offres en lien avec la gestion de la demande. Il fait preuve de proactivité et ajuste ses stratégies lorsque nécessaire.

44. Depuis le 1er mai 2023, la majorité des activités de Hilo ont été intégrées à celles du Distributeur. Tel qu'expliqué par les témoins du Distributeur, l'évolution du contexte rendait plus intéressante une intégration du volet commercial (conception, développement, déploiement et commercialisation des offres et des produits) des activités de Hilo plutôt que le maintien de celles-ci dans une filiale. Le volet purement technologique de Hilo est resté en filiale.

> Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 178 et 241.

45. Une telle intégration, même si elle n'en est qu'à ses balbutiements, devrait à terme faciliter l'approche auprès des clients en favorisant une commercialisation basée sur l'offre la plus adaptée au contexte de chaque participant. Également, elle permettra

d'avoir une vue globale de tous les besoins des clients et de tout le développement commercial.

> Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 241-242.

46. L'intégration de Hilo s'inscrit donc dans une démarche d'optimisation, notamment par la création d'une nouvelle direction responsable des offres visant la gestion de la demande.

47. Le Distributeur est plus que jamais confiant de sa capacité à atteindre les cibles prévues au bilan en lien avec les activités de Hilo. Les objectifs de la contribution en mégawatts de Hilo sont toujours valables et réalistes.

48. En effet, à l'hiver 2022-2023, la contribution de Hilo était d'environ 63 MW avec un taux de participation de 98 %, alors qu'une contribution de 47 MW était attendue pour ce moyen.

> Sabrina Harbec, N.S. vol. 2, pièce A-0051, pp. 202-203 et 205-206
> N.S. vol. 3, pièce A-0053, p. 185.

49. De plus, les cibles tiennent compte des résultats réels obtenus à l'hiver 2021-2022 et d'un taux de croissance annuel basé sur les taux de pénétration projetés des différents produits connectés, principalement la chauffe de bâtiments et la recharge des véhicules électriques.

> « On est capable de voir que la performance moyenne des clients en événement de pointe lorsqu'ils ont la technologie d'Hilo pour la chauffe du bâtiment et pour le véhicule électrique, la performance par événement augmente. »
>
> Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 59 et 185.

50. L'atteinte de la cible de 621 MW se fera à la fois par l'accroissement du nombre de participants et un accroissement des efforts par chacun de ceux-ci. D'ailleurs, la contribution moyenne de chaque client est en augmentation depuis les débuts de Hilo.

> « Juste pour vous donner une idée, la première année de Hilo, le client était autour de un point six (1.6), un point sept (1.7), si je ne me trompe pas du kilowatt de performance, puis l'hiver dernier, on était à trois point un (3.1) de moyenne. Donc, c'est une stratégie commerciale variée qu'on prend pour être capable de lancer l'offre. »
>
> Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 14-15.

51. Ces cibles tiennent également compte de l'ouverture de l'écosystème technologique qui permettra les partenariats avec des fournisseurs tiers, avec leur base existante de clients.

52. L'ouverture de l'écosystème de Hilo offrira aux clients la possibilité de choisir les produits d'autres manufacturiers que ceux de Hilo et permettra de répondre aux besoins des clients par une approche clé en main ou non.

> « En fait, je peux dire que présentement on travaille avec Hilo sur l'ouverture de l'écosystème au niveau des thermostats connectés. Et… et aussi intégrer les thermostats centraux. Normalement, si tout va bien, les thermostats centraux doivent être intégrés dans le portefeuille de Hilo d'ici la fin de l'année deux mille vingt-quatre (2024). Donc, on vient automatiquement d'élargir grandement le potentiel de marché. Et quand on parle de l'ouverture de l'écosystème, c'est pour être en mesure de travailler avec le plus grand nombre de manufacturiers possible pour qu'ils puissent être connectés à la centrale virtuelle de Hilo, donc les clients pourraient utiliser n'importe quel manufacturier en termes de thermostats. Ça fait qu'eux seront connectés la centrale virtuelle d'Hilo. Donc,on... le but est d'élargir vraiment notre potentiel de marché. »
>
> Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 66 et 186.

53. De nouvelles offres, actuellement à l'état de projet pilote ou qui seront offertes dans les prochaines années, contribueront à l'atteinte de la cible de 621 MW. Parmi ces offres, soulignons la solution intelligente pour la recharge de véhicules. De même, le volet clientèle d'affaires qui permettra éventuellement d'accroître la contribution de Hilo au bilan de puissance.

54. Le Distributeur souligne le lancement, en 2023, de la solution intelligente pour la recharge de véhicules en projet pilote en partenariat avec EVduty, visant à repousser la charge des véhicules à l'extérieur des heures de pointe. Le Distributeur travaille actuellement sur l'ouverture de l'écosystème afin d'augmenter le nombre de bornes connectées.

> Sabrina Harbec, N.S. vol. 2, pièce A-0051, pp. 152-154.
> Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 53-59.

55. Le Distributeur prend déjà en compte le déplacement de la recharge de véhicules électriques dans son bilan de puissance, notamment dans la cible du 621 MW.

> « Et aussi pour bonifier dans les moyens de gestion de puissance comme la tarification dynamique, Hilo résidentiel, il y a une partie de cette globalité-là qui inclut aussi le déplacement pendant les périodes de pointe de la recharge de véhicules électriques. »
>
> Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, p. 56.

56. Le Distributeur verra par ailleurs, lors du prochain dossier tarifaire, à réaliser une mise à jour des avancées quant aux stratégies pour la recharge des véhicules électriques.

Sabrina Harbec, N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 78.

57. La contribution potentielle de la clientèle affaires de Hilo au bilan de puissance n'est pas incluse dans le bilan de puissance. Selon les résultats qui seront obtenus à l'issue de l'approche testée lors du prochain hiver, le Distributeur pourrait lancer le volet affaires de Hilo à l'hiver 2024-2025. Lorsque l'offre pour le volet affaires sera mieux définie et commercialisée, une contribution pourra alors être inscrite au bilan de puissance.

> « […] on est vraiment en mode pilote, on teste différentes approches au niveau de la technologie. Donc, pour l'hiver deux mille vingt-deux/deux mille vingt-trois (2022-2023) on avait quarante et un (41) clients pour un effacement réel de trois mégawatts (3 MW). »

Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 10-12
Réponses à la DDR nº 1 de la Régie, pièce HQD-4, doc. 1.1 (B-0043), p. 28
N.S. vol. 2, pièce A-0051, p. 185
N.S. vol. 4, pièce A-0054, p. 27.

- **Les chauffe-eau comme moyen de gestion de la demande**

58. Le Distributeur souhaite plus que jamais exploiter le potentiel d'effacement des chauffe-eau électriques. Il s'agit d'une ressource extrêmement importante. Le Distributeur a d'ailleurs testé une nouvelle solution technologique par l'entremise de Hilo l'an dernier.

59. Le Distributeur travaille sur une stratégie globale pour être capable de pénétrer le marché des chauffe-eau qui répondrait aux critères de la santé publique, tant pour les nouveaux chauffe-eau que le parc existant.

Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 176-177 et pp. 190-191.

60. Toutefois, bien que la technologie soit au point, il y a des défis sur le plan commercial et de l'opérationnalisation de la solution chez le client. Le Distributeur espère toutefois être capable d'en arriver avec une conclusion au courant des prochains mois.

> « 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. »

Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 179-180.

> « 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. »
>
> Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 175-176.

- **Tarification dynamique et autres options tarifaires**

61. L'hiver 2022-2023 a marqué le début du déploiement massif de la tarification dynamique. Il s'agit donc pour le Distributeur d'élargir la sollicitation suivant l'engouement observé. Le Distributeur travaille ainsi à aller chercher les quantités optimales à inscrire au bilan de puissance avec ce moyen et vise à atteindre une participation d'environ 10 % des clients. Le Distributeur souligne qu'il s'agit d'un objectif particulièrement ambitieux, d'autant qu'il s'agit d'un produit relativement nouveau au Québec.

62. La trajectoire inscrite au bilan de puissance pour la tarification dynamique traduit par ailleurs le fait que le Distributeur anticipe atteindre un taux maximal d'adhésion à l'hiver 2025-2026.

> Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 20-22 et 187.
> Réponse à la question 2.1 de la DDR nº 1 du GRAME, pièce HQD-4, doc. 8 (B-0062).

63. Dans tous les cas, il est important de conserver ces offres sur une base volontaire, tout comme pour l'ensemble des moyens de gestion de la demande déjà offerts par le Distributeur. En effet, un client inscrit, mais qui ne participe pas, n'est d'aucune utilité.

64. Le Distributeur demeure par ailleurs actif avec une approche commerciale diversifiée dès le prochain hiver, tant pour l'option tarifaire Flex que le Crédit hivernal et ce, afin d'aller chercher un maximum d'adhérants.

> « Je vous confirme que oui, et ce, dès cette année en fait, nos efforts de commercialisation vont être diversifiés, ça fait qu'on va continuer l'envoi par courriel, mais il va y avoir des plus grandes campagnes de marketing et de sensibilisation aussi. Puis... et dans les deux cas c'est pour augmenter les adhésions et augmenter la performance par client aussi, donc être capable d'éduquer puis d'accompagner les clients à mieux comprendre leur consommation pour augmenter leur performance. »
>
> Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 64-65.

65. Le Distributeur étudie par ailleurs la possibilité d'introduire une tarification différenciée dans le temps pour sa clientèle domestique et de petite puissance. Des consultations ont lieu à cet effet.

Sabrina Harbec, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 77, 80.

66. De même, le Distributeur réalise un projet pilote pour bonifier l'option d'électricité interruptible (OÉI) afin de maintenir et même raviver l'intérêt et la participation des entreprises. Le Distributeur veut revoir les modalités de l'OÉI et les présenter dans le cadre du dossier tarifaire 2025-2026. Entre-temps, les délégués commerciaux font des représentations auprès des clients qui sont potentiellement admissibles à cette option afin de les inciter à adhérer à l'option.

Sabrina Harbec, N.S. vol. 2, pièce A-0051, pp. 180-181.
Réponses à la DDR nº 1 de la Régie, pièce HQD-4, doc. 1.1 (B-0043), pp. 29-31.

- **Solde du bloc dédié**

67. La position du Distributeur est de fixer à 0 MW le solde du bloc dédié, ce qui comprend la fin du processus d'attribution et du guichet unique.

Réponse à la question 3.7.1 de la DDR nº 1 de la Régie, pièce HQD-4, doc. 1.1, (B-0043)

Pièce HQD-6, doc. 1 (B-0133), p. 4.

Réponse à la question 3.10 de la DDR nº 1 de la Régie, pièce HQD-4, doc. 1.1 (B-0043).

Pièce HQD-2, doc. 3.4 (B-0132), pp. 5 et 6. Voir la colonne 2 du tableau 1 où le bloc « Abandon de la demande ou résiliation d'un abonnement » est biffé.

68. Le bilan d'énergie est très serré, avant même la charge associée aux chaînes de blocs. L'ajout du bloc réservé, peu importe la quantité, ajoute encore plus de risques à l'équilibre des bilans.

Voir les bilans d'énergie déposés en réponse aux questions 1.1 et 1.3 de la DDR nº 2 de la Régie, pièce HQD-4, doc. 1.2 (B-0071).

Voir l'évolution du contexte en réponse aux questions 3.7 et 3.7.1 de la DDR nº 1 de la Régie, pièce HQD-4, doc. 1.1 (B-0043).

69. La position du Distributeur est conforme au décret de préoccupations nº 1697-2022 adressé à la Régie, 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 faites.

70. Tout volume attribué pour un usage cryptographique mettrait non seulement une pression supplémentaire sur les bilans déjà serrés, mais augmenterait aussi le risque du Distributeur de ne pas pouvoir répondre aux demandes de branchement de secteurs prioritaires et stratégiques établis par le gouvernement du Québec.

71. 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 le secteur des chaînes de blocs.

> Réponse à la question 3.8 de la DDR nº 1 de la Régie, pièce HQD-4, doc. 1.1 (B-0043), p. 20.

72. De plus, le secteur des chaînes de blocs est le seul secteur à détenir un bloc dédié.

> Marc-André Lavigne, N.S. vol. 2, pièce A-0051, p. 212.

73. La position du Distributeur est cohérente et pertinente dans le contexte de la *Loi sur le plafonnement* et la diminution de la limite liée à l'obligation de desservir. En effet, la charge associée à de nouveaux projets peut être fractionnée dans différents lieux de consommation.

> Réponse à l'engagement nº 4, pièce HQD-7, doc. 2 (B-0135).

74. Le Distributeur rappelle que la possibilité pour les joueurs de ce secteur de fractionner leur charge est une caractéristique de cette clientèle qui a déjà été reconnue par la Régie dans le cadre du dossier R-4045-2018.

> « [72] La Régie constate également que cette nouvelle clientèle présente les caractéristiques similaires suivantes :
>
> - secteur énergivore présentant un facteur d'utilisation élevé;
> - secteur d'activité mobile et fractionnable;
> - technologie utilisée dans n'importe quel endroit et sans égard au lieu du site;
> - pérennité incertaine, évolution rapide de la technologie;
> - consommation fortement influencée par le cours des cryptomonnaies;
> - demandes pour des raccordements et des montées en charge rapides.
>
> [73] La Régie convient, avec le Distributeur, que c'est la combinaison de ces caractéristiques qui rend cette demande plus risquée que celle des autres clients. En effet, le risque est davantage lié à l'usage plutôt qu'à un client en particulier. »
>
> Dossier R-4045-2018 phase 1, décision D-2019-052, paragr. 72 et 110.

75. De plus, il y a toujours un intérêt en provenance de ce secteur. La preuve faite lors de l'audience tenue en novembre 2022 demeure, à cet effet, pertinente.

> Réponse à l'engagement nº 4, pièce HQD-7, doc. 2 (B-0135).

76. La présence, au présent dossier, de plusieurs acteurs du secteur est un autre signe qui confirme que l'intérêt est toujours élevé et que le Québec pourrait devenir une destination de choix pour les joueurs du secteur si le processus d'attribution était lancé.

77. D'autant plus que BC Hydro, NB Power et Manitoba Hydro ont suspendu récemment les projets de cryptomonnaie sur leurs territoires.

> « On remarquait, justement, NB Power récemment qui a annoncé un moratoire; BC Hydro en novembre a annoncé un moratoire; et Manitoba Hydro, là, citait justement des investissements en approvisionnement et une infrastructure de 11 milliards de dollars tandis que BC Hydro mentionnait, là, que l'usage pouvait compromettre, là, leur capacité à rencontrer leur demande, là, pour le développement économique et pour la transition. Donc, la réduction de juridictions fait en sorte que les clients vont peut-être chercher à s'établir dans une juridiction où est-ce qu'ils pourraient justement avoir accès à un bloc d'énergie renouvelable. »
>
> Marc-André Lavigne, N.S. vol. 2, pièce A-0051, p. 245.
>
> Voir aussi : réponse à l'engagement nº 4, pièce HQD-7, doc. 2 (B-0135).

78. 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 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.

> Pièce HQD-6, doc. 1 (B-0133), p. 4.
>
> Réponse à la question 3.10 de la DDR nº 1 de la Régie, pièce HQD-4, doc. 1.1 (B-0043).
>
> Pièce HQD-2, doc. 3.4 (B-0132), pp. 5 et 6. Voir la colonne 2 du tableau 1 où le bloc « Abandon de la demande ou résiliation d'un abonnement » est biffé.

79. 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 nº 1697-2022 du gouvernement du Québec.

80. 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 contraire aux dispositions du décret exposées ci-dessus aux paragraphes 69 à 72.

81. 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'attente, de mettre à jour en continu ladite liste, de répondre aux questions des clients posées au Distributeur par le biais du guichet unique, de suivre en continu la fin des abonnements et de réattribuer les quantités.

82. Ces efforts se feraient au détriment de ceux devant être faits pour traiter les demandes des secteurs stratégiques établis par le gouvernement du Québec.

83. Le Distributeur rappelle que l'encadrement pour le secteur des chaînes de blocs a été mis en place en raison principalement des différents risques associés à ce secteur spécifique. Il est donc inutile de faire des comparaisons entre ce secteur et d'autres secteurs émergents.

> « Bien, à la question « Est-ce qu'il y a d'autres clients qui ont les mêmes caractéristiques que les clients de cryptomonnaie? », la réponse c'est non, dans la mesure où ils font l'objet d'une... ils font l'objet d'une catégorie clients à part, en fonction des caractéristiques de risques qui sont différentes, qui sont plus élevées que celles des autres clients, et que conséquemment, les encadrements tarifaires qui leur est... qui a été développé pour eux est en rapport avec ces caractéristiques uniques. »
>
> Stéphanie Caron, N.S. vol. 2, pièce A-0051, p. 277.
>
> Voir aussi : Dossier R-4045-2018, décision D-2019-052 de la Régie, paragr. 173.

84. Dans le contexte actuel, l'encadrement du secteur ne peut pas être vu comme étant un « avantage ».

> « Je veux juste mentionner que la notion d'avantage, là, elle se prête plus à une analyse dans un contexte de surplus ou de... avec une certaine marge de manœuvre en énergie qui a pu être la situation dans le passé. Dans le contexte actuel et dans l'esprit du décret que le gouvernement a passé, la notion d'avantage ne semble plus complètement adéquate compte tenu que la demande qui est faite, c'est d'assurer des quantités d'approvisionnement suffisantes pour les filières stratégiques liées à la décarbonation et au développement économique. Donc, dans cet esprit-là, la notion d'avantage dans des bilans qui sont serrés en énergie et en puissance n'est plus vraiment... la terminologie n'est peut-être plus très appropriée. »
>
> Grégory Emiel, N.S. vol. 2, pièce A-0051, pp. 276 et 277.

85. Enfin, le Distributeur mentionne que l'objet du présent dossier n'est pas de fixer de nouvelles conditions de service ou de rendre l'accès au solde conditionnel à certaines conditions, comme le souhaite l'intervenant PNCW. La question des conditions a déjà été réglée dans le dossier R-4045-2018.

Dossier R-4045-2018 phase 3, décision D-2021-148, paragr. 74 et 108.

- **Tarif de développement économique (TDÉ)**

86. Le contexte énergétique actuel justifie le recours à l'article 6.44 *in fine*. Le Distributeur demande, en application de cet article, d'approuver sa demande de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ.

> « […] 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. »

87. À l'occasion de la demande tarifaire 2015-2016, le Distributeur proposait la création d'un TDÉ destiné aux clients actuels et nouveaux, pour de nouveaux projets dans des secteurs d'activités porteurs de développement économique et nécessitant de nouvelles charges de 1 000 kW et plus.

88. Cette proposition tarifaire s'inscrivait dans un contexte marqué par les surplus énergétiques dont disposait le Distributeur et prenait la forme d'une réduction temporaire par rapport aux tarifs applicables, incluant une période de transition.

89. Dans sa décision D-2015-218, la Régie précisait :

> « [1027] La Régie constate que les dispositions tarifaires visant le développement économique ne constituent pas un nouveau tarif permanent avec un taux d'interfinancement distinct, mais bien un rabais temporaire sur des tarifs existants.
>
> [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.
>
> […]
>
> [1035] Selon la Régie, la nature temporaire du TDÉ, dans un contexte de surplus énergétiques, ainsi que le fait qu'il puisse jouer un rôle significatif dans l'implantation au Québec d'entreprises et de projets qui, autrement, n'auraient pas vu le jour, justifient l'approbation de ce tarif dont les effets seront, à long terme, bénéfiques pour l'ensemble de la clientèle. »

90. 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.

91. Ainsi, considérant le resserrement des bilans et les besoins importants pour des approvisionnements additionnels, il n'est plus opportun d'offrir le TDÉ. Toute nouvelle adhésion au TDÉ est, au contraire, susceptible de contribuer au resserrement des bilans.

> « Juste rappeler dans quel contexte on demande d'arrêter, de supprimer le tarif de développement économique, c'est qu'il ne rencontre plus deux conditions qui avaient été considérées lors de sa mise en place. Donc, les surplus énergétiques, donc, on le joint à travers nos bilans présentés dans le Plan d'approvisionnement, donc, les surplus d'électricité arrivent à leur fin et puis comme démontré dans le tableau du test de neutralité tarifaire, le tarif n'est plus rentable et amène une pression sur les tarifs des autres clients. Donc, c'est dans le cadre de ces deux conditions-là qu'on demande d'abroger le tarif. »
>
> Myriam Hudon, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 173-174.

92. Le Distributeur propose donc de fermer l'adhésion au TDÉ en date de la décision que la Régie rendra à cet égard. La demande de fermeture du TDÉ se veut cohérente avec le contexte énergétique actuel et elle permet d'envoyer un signal clair à la clientèle. Elle permet également d'éviter de créer de faux espoirs.

93. Le Distributeur honorera naturellement les ententes déjà signées avec des clients pour leur durée restante.

- **Achats sur les marchés de court terme**

94. Le Distributeur maintient pour le moment 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 a établie à 200 MW.

95. Cette valeur se distingue du volume de plus de 2 600 MW inscrit au rapport *Review of Interconnection Assistance Reliability Benefits* du NPCC, qui est davantage dans une optique d'assistance en cas de situation exceptionnelle. Le Distributeur ne veut pas que sa planification repose sur ce volume.

96. Ce potentiel maximal pourrait être revu selon l'évaluation du marché par le Distributeur. Étant donné sa responsabilité d'assurer la fiabilité et la sécurité des approvisionnements, le Distributeur prône la prudence. Pour assurer l'équilibre du bilan de puissance pour l'hiver 2021-2022, il rappelle que les volumes requis ont été difficiles à acquérir.

> « Le Distributeur rappelle que, en 2021, il avait dû lancer consécutivement deux appels d'offres afin d'obtenir les quantités recherchées de puissance pour les mois de janvier et février 2022. »
>
> Réponse à la question 5.16 de la DDR nº 1 de l'AHQ-ARQ, pièce HQD-4, doc. 3 (B-0056).

97. En énergie, le Distributeur utilise un critère de planification établissant un maximum d'achat sur les marchés de court terme de 3 TWh en hiver. Le Distributeur rappelle que ce volume est utilisé pour le bilan d'énergie qui est établi à conditions climatiques normales.

98. Ce critère de planification, qui est le même que celui utilisé dans le dossier R-4110-2019, a été approuvé par la Régie dans sa décision D-2022-062.

> « [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 d'approvisionnement, puisque cette augmentation des achats de court terme s'ajouterait aux quantités requises pour satisfaire le critère de fiabilité en énergie.
>
> […]
>
> [451] La Régie ne retient donc pas 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. »

99. Le volume d'énergie associé à ce critère de planification ne signifie pas que le Distributeur n'est pas en mesure d'acheter davantage d'énergie, au besoin. Toutefois, cela lui permet de préserver une marge de manœuvre pour faire face à un aléa, comme un hiver froid.

> « Puis l'autre chose c'est que c'est vraiment... le trois térawattheure (3 TWh) on va l'établir en planification, donc à conditions climatiques normales. Mais c'est vrai que s'il survient un hiver froid ou très froid, les quantités à aller chercher peuvent être vraiment plus élevées. »
>
> Nathalie Villeneuve, N.S. vol. 1, pièce A-0010, p. 125.

100. Le fait que le bilan d'énergie montre, pour certains hivers, des achats de court terme plus importants que 3 TWh ne signifie pas que le Distributeur souhaite rehausser son critère de planification. Il fait face à une situation particulière et n'a d'autre choix que de prendre les moyens pour assurer l'équiilbre des bilans.

> « Le Distributeur rappelle qu'il fait face à une croissance importante des besoins sur l'horizon du Plan, ce qui crée une pression importante sur les bilans. Compte tenu des délais et contraintes pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme, le Distributeur n'a d'autres choix que de planifier, de façon ponctuelle, un recours accru aux marchés de court terme pour assurer l'équilibre offre-demande. Cette situation sera gérée par le lancement à l'avance d'appels d'offres de court terme afin de sécuriser une partie des volumes d'énergie requis, comme précisé à la section 3.1 de la pièce HQD-2, document 3 révisé (B-0020). »
>
> Réponse à la question 7.1 de la DDR nº 1 de l'AHQ-ARQ, pièce HQD-4, doc. 3.3 (B-0100).

- **Critère de fiabilité en énergie**

101. Le Distributeur ne demande pas de modification au critère de fiabilité en énergie du Distributeur. Plutôt, dans l'exercice de validation du respect de ce critère qui détermine un volume maximal pouvant être acquis auprès des marchés hors Québec, il identifie un volume minimal d'énergie pouvant être fourni par le Producteur.

> « Il apparait donc raisonnable de considérer que, sur l'ensemble des achats prévus dans un scénario fort, tels que montrés au tableau 4.1 de la référence (i), une portion pourrait provenir du Producteur. »
>
> Réponse à la question 2.1 de la DDR nº 2 de la Régie, pièce HQD-4, doc. 1.2 (B-0071).

- **MARS et taux de réserve**

102. En ce qui concerne la nouvelle version du modèle MARS, le Distributeur se doit tout d'abord de réitérer ce qu'il écrivait en réplique lors du plan d'approvisionnement précédent :

> « 34. Le Distributeur est d'avis qu'en remettant en question les outils que celui-ci utilise ou compte utiliser, par exemple la mise à jour du modèle MARS, l'intervenant dépasse la sphère de la pertinence. Ces recommandations de l'intervenant sont de l'ordre de la micro-gestion, peu utile aux fins de l'examen d'un plan d'approvisionnement. »
>
> Dossier R-4110-2019, B-0182.

103. Cet élément de réplique s'applique *mutatis mutandis* au présent dossier. Dans la mesure où, tel que démontré, la méthode du Distributeur afin de prendre en compte les taux de réserve est adéquate, la remise en question des outils utilisés par le

Distributeur n'est certainement pas un sujet d'intérêt pour un plan d'approvisionnement, comme le fait l'AHQ-ARQ.

104. Cela étant, le Distributeur souligne avoir fait la démonstration à l'effet que la nouvelle version du modèle MARS qu'il utilise est adéquate et que les taux de réserve sont calculés suivant les règles de l'art. Le Distributeur continuera naturellement d'intégrer les améliorations apportées par GE à son progiciel, notamment en ce qui a trait à l'ensemble des courbes climatiques.

> Réponse à la question 6.14 de la DDR nº 2 de l'AHQ-ARQ, pièce HQD-4, doc. 3.1 (B-0082)

105. Le Distributeur a également précisé que la nouvelle version du modèle MARS prend désormais en compte de façon endogène l'impact des moyens de gestion de la demande sur la réserve requise.

> « L'évaluation qui en a été faite, comme je vous dis, c'est un calcul a posteriori, ce n'est pas le taux de réserve qui est effectivement appliqué dans les bilans puisque ce taux est endogène à l'ensemble des moyens dans la calculatoire du Bilan de puissance. »
>
> Grégory Emiel, N.S. vol. 2, pièce A-0051, pp. 183 et 184.

106. Pour cette raison, il soutient que de maintenir le calcul annuel d'un taux de réserve par moyen de gestion de la demande n'est pas une voie à privilégier. Le Distributeur a fait l'exercice dans le cadre du dossier, par souci de cohérence avec les dossiers précédents. Toutefois, les valeurs calculées sont présentées à titre indicatif seulement et ne sont pas utiles.

> « Non, le taux de réserve en tant que tel n'a pas vraiment d'utilité, il est présenté ici pour fins de cohérence avec la l'information qui a été présentée historiquement. Comme on l'a expliqué à plusieurs reprises notamment dans la rencontre technique, le calcul de la réserve requise ne fait pas appel à des taux de réserve individuels, mais il fait appel au taux de réserve d'un ensemble de moyens qui peuvent être en synergie ou antagonistes dans leur application. Donc, les regarder individuellement puis faire la somme de ces moyens, ce n'est pas une pratique, ce n'est pas la meilleure pratique, en fait, donc c'était ce qui était fait dans le passé en raison des limitations de notre progiciel pour l'intégration des contraintes de chacun des moyens de gestion, mais désormais que nous sommes en mesure de désintégrer à même le modèle, nous n'utilisons plus de taux de réserve individuel. Donc, le taux de réserve ou la réserve requise globalement pour le système n'est pas la somme de taux de réserve individuel, donc il n'y a pas lieu de calculer au fil des années. »
>
> Grégory Emiel, N.S. vol. 2, pièce A-0051, pp. 183 et 184.

107. Aux fins des analyses économiques, le Distributeur pourra, le cas échéant, établir un taux de réserve global des moyens de gestion de la demande.

> « Là en ce moment, on est en transition, on est en train de s'approprier les taux de réserve, donc ce qui peut être utilisé, si jamais on a besoin de faire une analyse économique sur un plus grand horizon, on pourrait considérer le taux de réserve global des moyens de gestion. »

Grégory Emiel, N.S. vol. 2, pièce A-0051, pp. 174-175.

- **Aléa climatique**

108. L'AHQ-ARQ soulève des incohérences sur le plan de l'aléa climatique et observe des variations en puissance par rapport à une année normale en mégawatts entre les données de deux tableaux fournis par le Distributeur.

109. Le Distributeur rappelle que l'aléa climatique est représenté par un écart-type et non par des valeurs extrêmes et que 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.

Marc-André-Lavigne, N.S. vol. 2, pièce A-0051, p. 148.

110. 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.

111. 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.

Marc-André-Lavigne, N.S. vol. 2, pièce A-0051, pp. 146 et 149.

112. 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 évènements climatiques survenus au cours des congés des fêtes indépendamment de l'impact négatif sur la demande de ce congé.

Marc-André-Lavigne, N.S. vol. 2, pièce A-0051, pp. 146 et 147.

113. 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.

Marc-André-Lavigne, N.S. vol. 2, pièce A-0051, p. 147.

RÉSEAUX AUTONOMES

➢ Suivi de la stratégie de conversion vers des énergies renouvelables

114. Le Distributeur est en action et poursuit ses efforts relativement à la conversion des réseaux autonomes à des sources d'énergie plus vertes et moins chères.

115. Contrairement au GRAME qui prétend notamment que presque rien n'a été fait relativement à la conversion des réseaux autonomes[2], le Distribueur est d'avis qu'à l'opposé, des projets de conversion d'envergure et structurants ont vu le jour depuis les audiences du plan d'approvisionnement précédent :

- Kuujjuarapik-Whapmagoostui (R-4230-2023)
- Opitciwan (R-4221-2023, décision D-2023-078 du 16 juin 2023 approuvant le contrat)
- Parc éolien de Grosse-Île (PEDGI) dans le réseau Îles-de-la-Madeleine (R-4227-2023)
- Entente avec Les Énergies Tarquti Inc.

116. Ces projets s'ajoutent à d'autres projets réalisés depuis quelques années :

- Centrale Inukjuak
- Parc éolien de la Dune-du-Nord (PEDDN) dans le réseau Îles-de-la-Madeleine
- Raccordement au réseau intégré du village de La Romaine

117. Le Distributeur poursuit ses efforts, toujours en fonction des quatre orientations qui le guident afin de convertir totalement ou partiellement l'alimentation des réseaux autonomes. Pour rappel, elles ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2017-140 et réitérées par les décisions D-2022-062 et D-2022-109 :

- Fiabilité de l'approvisionnement ;
- Réduction des coûts d'approvisionnement ;
- Réduction des émissions de GES ; et
- Acceptabilité sociale et environnementale.

118. Le Distributeur souligne que ces quatre orientations demeurent pertinentes et appropriées. Elles n'ont par ailleurs pas été remises en question par les intervenants.

119. Cela étant, le Distributeur rappelle une fois de plus que la concrétisation d'un projet de conversion d'un réseau autonome est complexe et demande du temps. Chaque

[2] GRAME, N.S. vol. 5, pièce A-0058, p. 130.

projet doit être adapté au contexte de la communauté visée ce qui implique, notamment, l'adhésion du milieu.

120. Par ailleurs, le Distributeur désire souligner que, malgré la conversion à des énergies plus propres et moins chères, des investissements dans les installations diesel demeureront requis afin de maintenir la fiabilité de l'alimentation.

> Pièce HQD-3, doc. 2 (B-0013), p. 25.

121. En réponse à certaines demandes formulées par des intervenants quant à un plan ou un échéancier précis des projets de conversion, le Distributeur estime qu'il ne s'agit pas d'une approche efficiente et appropriée à la réalité des réseaux éloignés.

122. Le Distributeur rappelle en effet la nécessité, pour chacun des projets de conversion, d'aller chercher l'acceptabilité sociale. Plusieurs projets résultent également de contrats conclus de gré à gré.

123. La divulgation prématurée de renseignements, tel ceux que certains intervenants souhaiteraient obtenir, serait donc susceptible d'empêcher ou de compliquer la réalisation de projets et donc avoir un impact négatif sur l'acceptabilité sociale des projets.

> « On a changé d'approche par rapport aux années deux mille, deux mille dix (2000-2010), je dirais, où on était les initiateurs de ces projets-là. Donc, on avait la possibilité de dire : bon, bien voilà la cadence que nous allons mettre en place. Maintenant, nous avons une approche partenariale avec nos partenaires inuits, donc conséquemment, il faut les consulter, il faut que l'acceptabilité sociale vienne. Donc, de publier un plan, d'annoncer aux populations autochtones qu'il va y avoir des projets d'énergie renouvelable dans chacun des villages sans qu'ils aient été consultés ne nous apparaît pas la bonne option. »

> Olivier Arsenault, N.S. vol. 3, pièce A-0053, pp. 246 et 247.

- **Efficacité énergétique en réseaux autonomes**

124. En ce qui a trait à l'efficacité énergétique en réseaux autonomes, le Distributeur est toujours en action et poursuit ses efforts afin d'adapter et rendre accessibles davantage de mesures à ces réseaux. Le programme LogisVert, le plus ambitieux jamais déployé au niveau résidentiel par Hydro-Québec, sera d'ailleurs disponible auprès de cette clientèle.

> « Oui, on est en prélancement, mais en effet, c'est un programme qui va être accessible pour les réseaux autonomes. »

> Frédérik Aucoin, N.S. vol. 3, pièce A-0053, p. 91.

Un projet de thermopompes efficaces, spécifique au réseau des Îles-de-la-Madeleine, a par ailleurs débuté en 2022.

Réponses à la DDR nº 1 de la Régie, pièce HQD-4, doc. 1.1 (B-0043).

125. Le Distributeur rappelle également que tous les programmes offerts en réseau intégré sont aussi disponibles en réseaux autonomes lorsque la rentabilité le permet. Concernant la clientèle Affaires, le Distributeur est en attente des résultats d'un audit à Kuujjuaq, à l'issu duquel des mesures additionnelles pourraient être prises. Le cas échéant, les appuis financiers seront adaptés si ces interventions respectent les critères de rentabilité.

> « Oui, ce qu'il faut comprendre, en effet, on a des outils énergétiques qui sont en cours dans ce village. On est en attente, là, finalement, là, du rapport final sur ces audits énergétiques là, le but étant, là, de faire de la prospection, là, des mesures qui pourraient être implantées éventuellement. Fait qu'on est en attente, là, du rapport de la firme externe, là, qu'on a sélectionnée pour la suite des choses.»

Frédérik Aucoin, N.S. vol. 3, pièce A-0053, p. 86.

Réponses à la DDR nº 2 du GRAME, pièce HQD-4, doc. 8.1 (B-0063).

126. Parmi les interventions en efficacité énergétique prévues au Nunavik, le Distributeur veut également étudier une nouvelle approche de sensibilisation visant spécifiquement les familles ou les communautés.

Réponses à la DDR nº 1 de la Régie, pièce HQD-4, doc. 1.1 (B-0043)

CONCLUSION

Le Distributeur soutient que la preuve au soutien de la phase 1 du *Plan d'approvisionnement 2023-2032* est complète et probante. Il demande à la Régie d'approuver celui-ci.

Le tout, respectueusement soumis.

Montréal, le 20 juin 2023

(s) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Mes Simon Turmel et Marie-Michelle Côté)