DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE l'AHQ-ARQ À HQD

APPROVISIONNEMENTS - FIABILITÉ EN PUISSANCE

1. Références : (i) B-0051, page 5;
(ii) B-0051, pages 10 à 12 et 15 à 19.

Préambule :

(i) «

GE MARS permet aux planificateurs d'évaluer avec précision la capacité d'un système électrique, composé de zones interconnectées, à répondre de façon adéquate à la demande.

(Source: Traduction libre du manuel de l'utilisateur de GE MARS (p 9) v4.3.1.1796)

»

(ii) Les pages 10 à 12 et 15 à 19 comportent des extraits et tableaux provenant d'une source non indiquée.

Demandes :

1.1 Veuillez fournir le manuel de l'utilisateur de GE MARS dont il est question à la référence (i).

1.2 Veuillez indiquer si les extraits et tableaux de la référence (ii) proviennent du manuel dont il est question à la référence (i). Dans la négative, veuillez indiquer la source de tels extraits et tableaux.

2. Références : (i) B-0051, page 10;

(ii) B-0020, page 14, tableau 3.3.

Préambule :

(i) «

Le module des ressources permet à l'utilisateur de modéliser l'ensemble des **ressources disponibles**, ainsi que les **contrats**. Il tient compte du risque d'indisponibilité de chaque ressource en utilisant les taux de panne. Plusieurs types de ressources sont prises en compte par le modèle.

»

(ii)

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1er décembre au 31 mars) 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	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**43 682**	**44 158**	**44 463**	**45 021**	**45 445**	**45 922**	**46 407**	**46 943**	**47 476**	**48 069**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
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	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 926**	**1 917**	**1 958**	**1 968**	**1 924**	**1 834**	**1 728**	**1 671**	**1 661**	**1 584**
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
• Biomasse	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 de puissance	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 424**	**2 580**	**2 744**	**2 927**	**2 990**	**3 044**	**3 055**
• Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
• 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***
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	**900**	**850**	**900**	**850**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**
Approvisionnements de long terme	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	**1 700**	**2 100**	**2 600**	**3 100**	**3 750**

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ, à la suite de la séance de travail du 23 mars 2023, selon laquelle le taux de panne dont il est question à la référence (i) est utilisé par le modèle GE MARS en

simulant des pannes de façon indépendante d'une heure à l'autre et justifier un tel choix dans le contexte où des pannes d'équipement ont un moment de début et un moment de fin, donc une certaine dépendance entre les heures consécutives.

2.2 Veuillez indiquer si le Distributeur applique un taux de panne sur les contrats dont il est question à la référence (i) et en particulier sur les contrats qui apparaissent sous la ligne « *Contrats avec HQP* » et sur le service d'intégration éolienne qui apparaît à la ligne « *Éolien (1)* » du tableau de la référence (ii).

2.3 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle la valeur de 37 442 MW apparaissant à la ligne « *Électricité patrimoniale* » du tableau de la référence (ii) est composée de 34 342 MW en vertu du décret patrimonial et de 3 100 MW comme réserve pour aléas (par exemple des pannes) sur les ressources d'HQP servant à fournir la puissance de 34 342 MW.

2.4 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle la valeur de 34 342 MW dont il est question à la demande précédente doit être assortie d'une réserve même si cette valeur est garantie.

2.5 Veuillez indiquer si le Distributeur, à l'instar de ce qu'il fait pour le contrat patrimonial, applique des réserves pour aléas sur les contrats qui apparaissent sous la ligne « *Contrats avec HQP* » et sur le service d'intégration éolienne qui apparaît à la ligne « *Éolien (1)* » du tableau de la référence (ii). Dans l'affirmative, veuillez fournir la valeur des réserves ainsi appliquées. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas le faire alors qu'il le fait dans le cas du contrat patrimonial dont la puissance est garantie.

2.6 Veuillez expliquer comment le modèle GE MARS dont il est question à la référence (i) détermine, de façon chronologique pour chaque heure de l'hiver, le bâtonnet patrimonial à utiliser.

3. **Référence :** B-0051, page 14.

Préambule :

«

Les moyens de gestion sont des ressources interruptibles utilisées **au besoin** lors des pointes importantes. Ces ressources sont disponibles pendant la période de pointe (décembre à mars) et selon des modalités spécifiques.

- Le nombre d'appels par jour et par semaine
- Les durées minimale et maximale 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**
- Le préchauffage et la reprise (à venir)

»

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer par quelle fonction du modèle le Distributeur tient compte du « *délai entre chaque appel* », tel que mentionné à la référence, et illustrer par un exemple.

3.2 Veuillez indiquer par quelle fonction du modèle le Distributeur tient compte de « *La disponibilité en fin de semaine et pendant les jours fériés* », tel que mentionné à la référence, et illustrer par un exemple.

4. Référence : B-0051, page 17.

Préambule :

«

- Le tableau **MOD-DLAY** permet la modélisation de la séquence d'appel (ordonnancement).
  - Établir le premier et le dernier programme à appeler

»

Demande :

4.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut indiquer au modèle un ordonnancement qui compte plus de trois moyens de gestion s'il ne peut lui indiquer que le premier et le dernier programme à appeler seulement, selon la référence.

5. Référence : B-0008, page 16, paragraphe 85.

Préambule :

«

Libellé de la demande	Références
2.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE [85] Produire sous forme agrégée, dans le cadre de ses plans d'approvisionnement, les informations relatives aux restrictions d'appareillage et aux restrictions hydrauliques prises en compte dans l'établissement de la réserve requise en puissance.	HQD-2, document 3, section 4.5

»

Demande :

5.1 L'AHQ-ARQ ne retrouve pas l'information exigée à la référence dans la section 4.5 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0020). Veuillez fournir l'information exigée à la référence.

6. Références : (i) R-4110-2019, B-0009, page 27, tableau 4.3;
(ii) R-4110-2019, B-0041, page 36, réponse 13.1;
(iii) R-4110-2019, B-0041, page 37, réponse 13.3;
(iv) B-0020, page 29, tableau 4.3;
(v) R-4110-2019, B-0041, page 36, réponse 13.2;
(vi) R-4110-2019, B-0041, page 38, réponse 13.7;
(vii) B-0051, page 7.

Préambule :

(i) «

TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2019-2020	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
Programme GDP Affaires	280	17 %
Interruption chaînes de blocs	25	0 %
Tarification dynamique	9	17 %
GDP résidentielle	2	17 %
Moyens additionnels potentiels	0	15 à 17 %

»

(ii) « *Les moyens additionnels potentiels sont composés de la <u>bonification des options d'électricité interruptible et de la GDP Affaires</u>. Le taux de réserve de ces deux moyens est de <u>15 % et 17 %</u> respectivement.* » (Nous soulignons)

(iii) « *13.3 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle le Distributeur utilise dorénavant le modèle MARS pour calculer le taux de réserve de chacun des moyens apparaissant au tableau 4.3 de la référence (ii).*

Réponse :

Pour ses évaluations de fiabilité, le Distributeur utilise le modèle MARS. C'est en effet le modèle de référence. Pour l'estimation des taux de réserve des moyens de gestion qui entrent dans l'évaluation de la fiabilité, le Distributeur

utilise le modèle FEPMC. Contrairement au modèle MARS, le modèle FEPMC permet de tenir compte des modalités d'un moyen de gestion. Ces modalités sont : nombre d'appels par jour, nombre d'appels par semaine, durées minimale et maximale d'un appel, délai minimum entre deux appels, limitations d'utilisation (jour férié, fin de semaine), utilisation maximale quotidienne et utilisation maximale annuelle. » (Nous soulignons)

(iv) «

TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2022-2023	Taux de réserve
Électricité interruptible	877	11%
GDP Affaires	456	12%
Tarification dynamique	223	20%
Hilo	47	19%

»

(v) « *Le Distributeur considère que les taux de réserve d'un moyen de gestion sont identiques sur toute la période du Plan. Le Distributeur précise que les variations des taux obtenus lors des simulations effectuées sont marginales. De plus, cette façon de faire facilite la planification des moyens de gestion.* »

(vi) « *Les moyens de gestion sont entrés selon la séquence présentée dans le bilan en puissance. L'ordonnancement des moyens dans le modèle MARS est le suivant :*

1- Électricité interruptible
2- Programme GDP affaires
3- Interruption chaînes de blocs
4- Tarification dynamique
5- GDP résidentielle (Hilo)
6- Moyens additionnels potentiels
7- Abaissement de tension

Le Distributeur précise que les moyens de gestions sont entrés dans le modèle MARS après l'application du taux de réserve. »

(vii) «

> **À venir**: modéliser l'ensemble des **courbes climatiques** au lieu d'une seule courbe ou de quelques courbes climatiques

»

Demandes :

6.1 Veuillez compléter le tableau 4.3 de la référence (iv) en ajoutant, comme aux références (i) et (ii), le taux de réserve des moyens de gestion suivants : interruption chaînes de bloc Hydro-Québec, interruption chaînes de bloc réseaux municipaux, bonification de l'option d'électricité interruptible et bonification du programme GDP Affaires.

6.2 Veuillez indiquer si le Distributeur suppose, comme dans la référence (i), que le taux de réserve de l'interruption des chaînes de bloc est de 0 %. Dans l'affirmative, veuillez démontrer qu'une telle hypothèse est juste compte tenu, notamment, que ce moyen a un nombre d'heures maximal par hiver autant pour les clients du Distributeur que pour ceux des réseaux municipaux.

6.3 Veuillez fournir les informations apparaissant au tableau 4.3 de la référence (iv) pour chacun des dix hivers de la période du Plan pour lesquels le Distributeur a calculé ces valeurs. Si le Distributeur considère que les taux de réserve d'un moyen sont identiques d'un hiver à l'autre, veuillez démontrer que ce principe est valide, par exemple entre l'hiver 2022-2023 (1 603 MW en gestion de la demande de puissance plus l'interruption des chaînes de bloc) et des hivers 2025-2026 (2 424 MW en gestion de la demande en puissance plus l'interruption des chaînes de bloc) et 2030-2031 (plus de 3 000 MW en gestion de la demande en puissance plus l'interruption des chaînes de bloc).

6.4 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ, basée sur le passage souligné à la référence (iii), selon laquelle, pour l'établissement du tableau 4.3 de la référence (i), le Distributeur tenait compte de toutes les modalités des moyens de gestion de la demande de puissance <u>sauf</u> le délai d'appel.

6.5 Veuillez expliquer et justifier la baisse du taux de réserve pour l'électricité interruptible qui passe de 15 % au tableau 4.3 de la référence (i) à 11 % au tableau 4.3 de la référence (iv), alors que, selon la compréhension de l'AHQ-ARQ, une contrainte additionnelle a été ajoutée dans le cas de la référence (iv), soit le délai d'appel.

6.6 Veuillez expliquer et justifier la baisse du taux de réserve pour le programme GDP Affaires qui passe de 17 % au tableau 4.3 de la référence (i) à 12 % au tableau 4.3 de la référence (iv), alors que, selon la compréhension de l'AHQ-ARQ, une contrainte additionnelle a été ajoutée dans le cas de la référence (iv), soit le délai d'appel.

6.7 Veuillez expliquer et justifier, en comparant leurs modalités, la disparité dans le tableau 4.3 de la référence (iv) entre le taux de réserve du programme GDP Affaires (12 %) et celui de la Tarification dynamique (20 %) et Hilo (19 %) alors que ces taux étaient les mêmes au tableau 4.3 de la référence (i).

6.8 Veuillez expliquer et justifier, en comparant leurs modalités, la disparité dans le tableau 4.3 de la référence (iv) entre le taux de réserve de la Tarification dynamique (20 %) et celui d'Hilo (19 %) alors que ces taux étaient les mêmes au tableau 4.3 de la référence (i).

6.9 Veuillez indiquer si, à l'instar de la référence (v), le Distributeur considère toujours dans le présent dossier que les taux de réserve d'un moyen de gestion sont identiques sur toute la période du Plan. Dans l'affirmative, veuillez le démontrer avec des résultats chiffrés de simulations à jour du même type de celles mentionnées à la référence (v) et expliquer en quoi cette façon de faire facilite la planification des moyens de gestion, tel que mentionné à la référence (v). Dans la négative, veuillez décrire ce que le Distributeur considère maintenant en fournissant des résultats chiffrés de simulations à jour du même type que celles mentionnées à la référence (v).

6.10 Veuillez indiquer si l'ordre décrit à la référence (vi) est toujours celui qui est retenu dans les modèles utilisés par le Distributeur pour le calcul du taux de réserve et de la fiabilité en puissance dans le présent dossier. Dans la négative, veuillez justifier d'avoir changé l'ordre et fournir le nouvel ordre en incluant tous les moyens à la disposition du Distributeur (incluant notamment les contrats de puissance avec HQP (A/O 2015-01)). Dans l'affirmative, veuillez justifier d'avoir placé l'électricité interruptible au premier rang et avant les quatre moyens qui suivent et d'avoir placé l'interruption des chaînes de bloc après le Programme GDP Affaires et non l'inverse.

6.11 Relativement à la référence (vii), veuillez définir ce que le Distributeur entend par « *l'ensemble des courbes climatiques* » et en indiquer le nombre.

6.12 Relativement à la référence (vii), veuillez définir ce que le Distributeur entend par « *quelques courbes climatiques* » et en indiquer le nombre.

6.13 Relativement à la référence (vii), veuillez indiquer dans quelles circonstances la version courante du modèle MARS tient compte « *d'une seule courbe* » et dans quelles circonstances elle tient compte de « *quelques courbes climatiques* »

6.14 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ, à la suite de la rencontre technique du 23 mars 2023, selon laquelle le Distributeur prévoit que la modélisation de l'ensemble des « *courbes climatiques* » dont il est question à la référence (vii) serait disponible vers le début de l'été 2023.

6.15 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle les taux de réserve apparaissant à la référence (i) découlent d'une modélisation qui tient compte de l'ensemble des « *courbes climatiques* » dont il est question à la référence (vii).

6.16 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ, à la suite de la rencontre technique du 23 mars 2023, selon laquelle la modélisation de l'ensemble des courbes climatiques dont il est question à la référence (vii) pourrait avoir pour effet de ramener le taux de réserve de l'électricité interruptible à la hausse par rapport à ce qui est indiqué à la référence (iv).

7. Référence : B-0020, page 28, tableau 4.2.

Préambule :

«

TABLEAU 4.2 :
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,4%	9,5%	9,5%	9,7%
État d'avancement 2021	9,5%	9,6%	9,8%	10,1%
Plan d'approvisionnement 2023-2032	9,6%	10,1%	9,7%	9,9%

» (Notre surlignement)

Demande :

7.1 Veuillez expliquer la hausse significative du taux de réserve requise + 1 an observée à la référence entre l'État d'avancement 2021 et le Plan d'approvisionnement 2023-2032 et, en sens opposé, les baisses pour les colonnes + 2 ans et + 3 ans.

8. Références : (i) B-0020, page 14, tableau 3.3;

(ii) B-0020, page 28, lignes 8 à 10;

(iii)http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20HQD_PlanAppro2020-2029/20221206-Annexe%20D%20-%20Bilan%20en%20puissance%20d'HQD.pdf ;

(iv) B-0051, page 20.

Préambule :

(i) «

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1er décembre au 31 mars) 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	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**43 682**	**44 158**	**44 463**	**45 021**	**45 445**	**45 922**	**46 407**	**46 943**	**47 476**	**48 069**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
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	0	0	0	0	0
▪ Puissance rappelée	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
▪ Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 926**	**1 917**	**1 958**	**1 968**	**1 924**	**1 834**	**1 728**	**1 671**	**1 661**	**1 584**
▪ Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
▪ Biomasse	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 de puissance	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 424**	**2 580**	**2 744**	**2 927**	**2 990**	**3 044**	**3 055**
▪ Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
▪ 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***
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	**900**	**850**	**900**	**850**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**
Approvisionnements de long terme	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	**1 700**	**2 100**	**2 600**	**3 100**	**3 750**

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

» (Notre surlignement)

(ii) « *L'approvisionnement provenant des centrales à la biomasse continue d'être basé sur un taux de pannes historique calculé à partir des données de production. Le Distributeur retient un taux de pannes de 6,5 %, mis à jour en utilisant l'historique des cinq dernières années.* » (Nous soulignons)

(iii) «

ANNEXE D
Respect du critère de fiabilité en puissance
Bilan du Distributeur pour l'année 2022-2023

2022-2023	MW
Besoins à la pointe visés par le plan (Note 1)	**39 650**
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 907
Taux de réserve requise	*9,85%*
- Électricité patrimoniale - incluant réserve	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	**6 114**
- Approvisionnements non patrimoniaux	**6 235**
▪ HQ Production - Base et cyclable	800
▪ Contrats de biomasse	327
▪ Contrats d'éolien	1 486
▪ Contrats de petites hydrauliques	103
▪ Électricité interruptible	782
▪ Gestion de la demande de puissance et chaînes de blocs	987
▪ Abaissement de tension	250
▪ Achats de puissance (A/O 2015-01)	500
▪ Achats de puissance de CT	1 000
= Achats de puissance requis sur les marchés de court terme	**0**

Note (1) : Prévision des besoins de novembre 2022.

» (Notre surlignement)

(iv) «

- Le modèle calcule un ensemble d'indices de fiabilité, notamment l'**espérance de délestage** en jour/an utilisée comme critère de fiabilité par l'ensemble de l'industrie.

- D'autres indices sont aussi calculés par le modèle, comme :
  - LOLH (h) : Espérance de délestage de la charge en heures
  - LOEE ou EUE (MWh/an) : Espérance de délestage de l'énergie (MWh)
  - Fréquence (pannes/année)
  - Durée (heures/panne)

- Les statistiques de simulations

»

Demandes :

8.1 Veuillez fournir toutes les informations des cinq dernières années (production, puissance installée, dates de mises en service, taux de panne, etc.) et les calculs qui ont permis de déterminer le taux de pannes de 6,5 % pour la biomasse, tel qu'indiqué à la référence (ii).

8.2 Pour l'hiver 2022-2023, veuillez expliquer la hausse de la Réserve pour respecter le critère de fiabilité entre la référence (i) à 3 831 MW et la référence (iii) à 3 907 MW alors que les Besoins à la pointe sont plutôt à la baisse (39 851 MW vs 39 650 MW).

8.3 Relativement à la référence (iv), veuillez fournir la liste des types de « *statistiques de simulations* » que le modèle GE MARS peut fournir.

8.4 Pour chacun des moyens de gestion de la puissance inclus dans le bilan de puissance de la référence (i), incluant l'interruption des chaînes de bloc et les contrats de puissance (A/O 2015-01), veuillez indiquer le pourcentage des simulations de l'hiver 2025-2026 (issu des « *statistiques de simulations* » de la référence (iv)) pour lesquelles le moyen atteint son maximum d'heures d'utilisation pour l'hiver.

9. Références : (i) R-4110-2019, B-0119, pages 46 et 47, demande 17.4;

(ii) B-0051, page 19;

(iii) R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0028, page 11;

(iv) R-3678-2008, B-10, pages 11 et 12, demande 5.3.

Préambule :

(i) « *17.4 Veuillez fournir la moyenne et l'écart-type des erreurs de prévision de la demande lors des heures de plus forte demande où le Distributeur a eu recours à des moyens de gestion au cours des cinq dernières années (ou à la limite sur toutes les heures de l'hiver si ce sont les seules statistiques disponibles). Veuillez fournir la moyenne et l'écart-type demandés pour des prévisions faites avec des délais variant entre 1 à 7 jours à l'avance et des délais de 4 et 8 heures à l'avance.*

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de réaliser l'analyse demandée dans le délai imparti. En effet, le Distributeur ne compile pas les statistiques des données de prévisions horaires pour des périodes de 1 à 7 jours ainsi que de 4 ou 8 heures avant l'heure. » (Nous soulignons)

(ii) «

- Le tableau **Load Forecast Error** (LOD-FERR-00) permet de modéliser le préavis d'appel. Le préavis d'appel est capté dans le modèle en utilisant les moments de la distribution de l'erreur de prévision.
  - L'erreur de prévision est une variable aléatoire générée par le modèle selon les moments de la distribution de la fonction d'erreur de prévision

»

(iii) «

TABLE 2

Sample margin policy

Time delay (hours)	Resource	Margin required above real-time reserve requirements (MW)
1	Interruptible exports A Capacity imports A	200
2	Interruptible exports B	300
3	Cancellation of internal interruptible loads	300
4	Interruptible exports C Capacity imports B	400
12	Thermal plant	700
18	Internal interruptible loads	1000

For each time delay where resource-planning is required, the table gives the margin (in MW) that must be guaranteed in addition to the real-time reserve requirements (1500 MW in this example). In other words, if the operator forecasts a reserve of less than 2200 MW for the 12th hour from now, he must order the start-up of the necessary number of units from the thermal plant. It is important to note at this point that when the operator assesses such a 12-hour reserve, he must include all the resources that could potentially be called upon in less than 12 hours.

»

(iv) « *5.3 Avant de décider d'appeler l'électricité interruptible, le Distributeur doit faire une analyse. Veuillez indiquer le temps requis, en heures pour effectuer cette analyse ?*

Réponse :

Approximativement deux heures. »

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer si l'erreur de prévision (« *Load Forecast Error* ») de la référence (ii) peut être négative ou positive dépendant des simulations, dans le cadre de l'exécution du modèle GE MARS.

9.2 Veuillez indiquer si l'erreur de prévision (« *Load Forecast Error* » de la référence (ii) est prise en compte par le modèle GE MARS en simulant des erreurs de prévision de façon indépendante d'une heure à l'autre. Dans la négative, veuillez décrire avec un exemple comment procède le modèle.

9.3 Veuillez démontrer par un exemple que l'utilisation du tableau « *Load Forecast Error* » mentionné à la référence (ii) permet de modéliser le délai d'appel des moyens de gestion de la puissance.

9.4 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ, à la suite de la rencontre technique du 23 mars 2023, selon laquelle le Distributeur a calculé l'erreur de prévision pour chacun des délais entre 1 heure et 24 heures (T-24 à T-1) en se basant sur un historique de 5 ans. Dans l'affirmative, veuillez expliquer comment le Distributeur a pu calculer ces valeurs alors que, selon la référence (i), il ne compile pas les statistiques des données de prévisions horaires pour des périodes variant entre 4 heures et 24 heures avant l'heure.

9.5 Veuillez indiquer quelles situations ont été considérées dans l'historique de 5 ans dont il est question dans la demande précédente (par exemple, toutes les heures de l'année, toutes les heures d'hiver, seulement les heures de pointe, seulement les heures de forte charge, seulement les heures avec des moyens de gestion, etc.).

9.6 Veuillez fournir un tableau des erreurs de prévision pour chaque délai entre T-24 et T-1 en fournissant toutes les statistiques compilées afin de modéliser l'erreur de prévision dont il est question à la référence (ii), dont minimalement la moyenne et l'écart-type.

9.7 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le Distributeur applique une politique de marge d'incertitude comme celle décrite par Hydro-Québec à la référence (iii). Dans l'affirmative, veuillez fournir un tableau semblable à celui de la référence (iii) qui décrit la politique actuelle du Distributeur en la matière, avec les valeurs en MW retenues. Dans la négative, veuillez décrire comment le Distributeur tient compte de l'incertitude au moment de commander les moyens de gestion de la puissance qui demandent un préavis non nul.

9.8 Veuillez confirmer (ou infirmer avec des faits à l'appui) le constat de l'AHQ-ARQ selon lequel les avis d'événement de pointe pour le crédit hivernal sous forme de courriel aux clients ont tous été envoyés au plus tard à 13h05 le veille lors de l'hiver 2022-2023, soit environ 4 heures avant l'heure limite de 17h00 prescrite. Dans l'affirmative, veuillez indiquer si de tels délais additionnels sont pris en compte dans l'évaluation du taux de réserve des moyens de gestion à l'aide de la méthode retenue à la référence (ii).

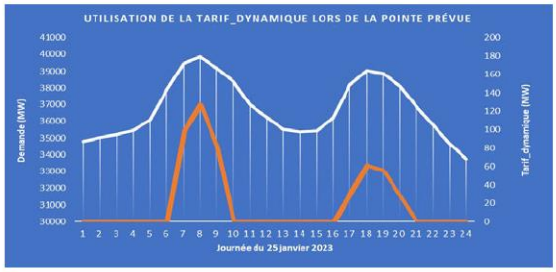
9.9 Veuillez indiquer si le temps d'analyse requis avant d'appeler des moyens de gestion de la puissance est encore d'approximativement deux heures tel que mentionné à la référence (iv). Dans la négative, veuillez fournir le temps d'analyse dorénavant requis.

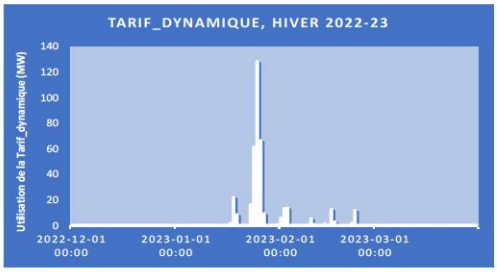
9.10 Veuillez indiquer si le temps d'analyse comme celui décrit à la référence (iv) est pris en compte dans l'évaluation du taux de réserve des moyens de gestion à l'aide de la méthode retenue à la référence (ii).

10. Référence : B-0051, page 22.

Préambule :

«





»

Demandes :

10.1 Veuillez décrire ce que représente le graphique de gauche de la référence en indiquant notamment s'il s'agit du résultat d'une seule simulation ou de l'espérance sur plusieurs simulations et en justifiant le choix de la journée du 25 janvier comme représentant la pointe prévue.

10.2 Relativement au graphique de gauche de la référence, veuillez justifier le fait que la puissance en MW de la tarification dynamique varie à l'intérieur d'un bloc d'heures (AM ou PM) alors que la quantité d'effacement demandée devrait être identique pour toutes les heures d'un bloc d'heures du matin ou du soir pour respecter le nombre d'heures minimal pour chaque événement de pointe de ce moyen.

10.3 Relativement au graphique de gauche de la référence, veuillez indiquer si l'utilisation des moyens de gestion est déterminée par blocs de puissance ou si le modèle peut utiliser, par exemple, un seul MW s'il n'a besoin que de cette quantité dans une simulation donnée.

10.4 Veuillez décrire ce que représente le graphique de droite de la référence en indiquant notamment s'il s'agit du résultat d'une seule simulation ou de l'espérance sur plusieurs simulations (tel qu'indiqué lors de la rencontre technique du 23 mars 2023), et en indiquant le pas de temps de l'abscisse (heure, jour ou semaine?).

10.5 Relativement au graphique de droite de la référence, veuillez justifier qu'il n'y ait aucune espérance d'utilisation du moyen en décembre et dans la première moitié de janvier alors qu'il y a une espérance d'utilisation très significative pendant la deuxième moitié de janvier.