

**COMPLÉMENT DE RÉPONSE
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
AUX QUESTIONS 13.5, 13.6, 13.8 À 13.10
DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'AHQ-ARQ**

TAUX DE RÉSERVE

- 13. Références :** (i) D-2019-027, page 89, paragraphe 387;
(ii) B-0009, page 27, tableau 4.3;
(iii) R-3678-2008, HQD-1, document 2, page 4, réponse 1.1;
(iv) R-4011-2017, A-0051, pages 31 à 33;
(v) R-4011-2017, A-0051, pages 35 à 37.

Préambule :

(i) « [387] Afin de comprendre l’impact sur le plan d’approvisionnement de chacun de ces tarifs et programmes, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de son prochain plan d’approvisionnement, la contribution en kW au bilan en puissance de même que l’évaluation du taux de réserve à retenir pour chacun des tarifs et programmes, en tenant compte des modalités d’utilisation et des délais d’appel de chacun de ces tarifs et programmes. » (Nous soulignons)

(ii) «

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 %

»

(iii) « Pour les fins de l’évaluation de la fiabilité de ses approvisionnements ainsi que pour les rapports déposés au NPCC sur la fiabilité de la zone de contrôle du Québec, le Distributeur utilise le modèle MARS (Multiple Area Reliability Simulator).

Ainsi, dans la Revue triennale 2005 déposée au NPCC (2005 Quebec Area Triennial Review of Resource Adequacy), l'évaluation de la fiabilité des approvisionnements pour la zone de contrôle du Québec a été réalisée à partir du modèle MARS développé par General Electric. Cette revue triennale présentait également une comparaison des résultats obtenus avec MARS et ceux obtenus avec un second modèle nouvellement développé par Hydro-Québec Production (FEPMC). La comparaison n'indiquait alors aucune différence significative. La revue triennale a été approuvée par le NPCC en mars 2006.

Depuis peu, le Distributeur dispose du modèle FEPMC (Fiabilité En Puissance Monte Carlo). Ce modèle permet une plus grande flexibilité pour prendre en considération des limites telles que celles qui contraignent les heures d'utilisation des ressources. Une telle modélisation n'est pas possible à l'intérieur du modèle MARS. FEPMC doit donc être utilisé en complément de MARS pour analyser la contribution en puissance de certaines ressources particulières, telle l'électricité interruptible.

Le modèle FEPMC est un simulateur chronologique assorti d'un générateur d'événements aléatoires de type Monte-Carlo. Il permet de modéliser séquentiellement chacune des heures de l'année, tout en tenant compte de l'ensemble des aléas sur la demande et sur la disponibilité des ressources. L'annexe B de la revue triennale 2005 présentait une description détaillée du modèle [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

(iv) « Alors, première question, quel modèle avez-vous utilisé pour calculer le taux de réserve de dix-sept pour cent (17 %) ? Est-ce que c'est le même modèle que pour calculer le taux de réserve de l'électricité interruptible, soit le F-E-P-M-C, ou le FEPMC ?

Mme STÉPHANIE GIAUME :

R. On utilise le logiciel MARS qui est le logiciel qu'on utilise pour l'ensemble de nos moyens.

Q. [28] Comment avez-vous tenu compte des délais des avis de GDP dans les simulations réalisées pour l'évaluation de ce taux de réserve à dix-sept pour cent (17 %) ?

M. HANI ZAYAT :

R. Excusez, j'ai manqué la question.

Q. [29] Il n'y a pas de problème, je vais la reformuler. Comment avez-vous tenu compte des délais des avis de GDP dans les simulations réalisées pour l'évaluation de ce taux de réserve de dix-sept pour cent (17 %) ?

Mme STÉPHANIE GIAUME :

R. On ne tient pas compte des avis, on tient compte des périodes d'interruption.

Q. [30] Juste pour bien se comprendre, donc, les délais associés aux avis, vous n'en tenez pas compte dans vos simulations pour la question du taux de réserve, c'est ça ? C'est ce que je comprends ?

R. Effectivement.

Q. [31] Suite à votre réponse, comment expliquez-vous que le taux de réserve du GDP soit supérieur à celui de l'électricité interruptible qui est de quinze pour cent (15 %), si on se souvient bien. Quelle est l'explication pour ça ?

R. En fait, la durée des interruptions est plus courte.

Q. [32] Alors, parce que les interruptions sont plus courtes, ça entraîne un taux plus élevé de dix-sept pour cent (17 %) de réserve, c'est exact ?

R. *Exactement.* » (Nous soulignons)

(v) « *Je vais vous reposer ma question. Je ne suis pas certain que vous avez répondu à la question que je vous posais. Peut-être que c'est moi qui n'ai pas compris. Dans vos simulations pour déterminer le taux de réserve, vous devez ordonnancer les divers moyens. Lequel des deux moyens, GDP ou électricité interruptible, était utilisé en premier lorsqu'un besoin se faisait sentir dans vos simulations? Je peux me permettre d'ajouter pendant que vous y réfléchissez. Tout à l'heure, vous m'avez dit, c'est le modèle MARS que vous avez utilisé. Vous ne tenez pas compte du délai d'appel, vous avez mentionné dans la question précédente. Alors, quand je vous pose la question maintenant : L'ordonnement de ces moyens-là dans vos simulations? Et je reviens à cette question-là compte tenu de ce que vous nous avez dit déjà.*

M. HANI ZAYAT :

R. *Je vais y aller de mémoire. Mais je crois que, dans les modèles qui servent, les modèles de fiabilité, donc le modèle MARS notamment, il n'y a pas nécessairement un ordonnancement des moyens. C'est plus un ensemble de moyens qui est à la disposition du Distributeur et de la zone de contrôle. Donc, c'est la contribution de chacun des moyens lorsqu'on les utilise au complet. Donc, ce qu'on va mettre, c'est les contraintes qui sont associées, qui sont associées aux moyens, les modalités du programme en termes de nombre d'heures disponibilité. Mais je ne crois pas qu'il y a un... qu'il y a nécessairement un ordonnancement à donner à l'intérieur des modèles de simulation.* » (Nous soulignons)

Demandes :

[...]

- 13.5** À la référence (iv), le Distributeur indique qu'il n'avait alors pas tenu compte des délais associés aux avis d'engagement des moyens de gestion de la demande dans les simulations pour calculer le taux de réserve. Veuillez indiquer comment le Distributeur a maintenant tenu compte des délais d'appel de chacun des tarifs et programmes afin de respecter la demande de la Régie en référence (i).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 13.3.**

Complément de réponse :

2 **Le Distributeur précise également qu'il ne dispose pas de modèle pouvant tenir**
3 **compte des délais d'appel. Le Distributeur considère que ce paramètre est un**
4 **paramètre opérationnel et qu'il n'aurait pas d'impact significatif en**
5 **planification. Le Distributeur précise que les délais d'appel sont considérés**
6 **dans la gestion opérationnelle des moyens de gestion.**

- 13.6** Dans le cas où le Distributeur a respecté la demande de la Régie en référence (i) en ce qui a trait à la prise en compte des délais d'appel, veuillez décrire comment le

Distributeur a utilisé le modèle MARS pour le faire et veuillez expliquer que les résultats de la référence (ii) soient les mêmes que ceux de la référence (iv) en ce qui a trait des taux de réserve applicables à l'électricité interruptible et au programme GDP Affaires. Dans le cas contraire, veuillez justifier de ne pas avoir respecté la demande de la Régie.

Réponse **rectifiée**:

1 **Sans objet. Voir les réponses aux questions 13.1, ~~et 13.3~~ et 13.5.**

[...]

13.8 Veuillez indiquer comment le modèle MARS permet de spécifier et de traiter une contrainte de nombre maximum d'heures ou d'appels au cours d'une même période d'hiver, comme il s'applique notamment à l'électricité interruptible et au programme GDP affaires. Par exemple, veuillez indiquer si le modèle respecte le maximum et cesse d'utiliser le moyen lorsque celui-ci est épuisé dans une simulation donnée.

Réponse :

2 **Sans objet. Voir la réponse à la question 13.3.**

Complément de réponse :

3 **Le modèle FEPMC tient compte des modalités d'un moyen de gestion comme**
4 **le nombre maximum d'heures d'utilisation par année, le nombre maximum**
5 **d'heures d'appel par période de pointe, le délai entre deux appels, le nombre**
6 **d'appels par jour et par semaine ainsi que la disponibilité du moyen en fin de**
7 **semaine et les jours fériés. Pour cela, il y a un module de moyen de gestion où**
8 **toutes ces contraintes sont spécifiées. Le Distributeur précise que le modèle**
9 **utilise les moyens de gestion selon l'ordonnement considéré et quand un**
10 **moyen est épuisé (en volume), le modèle utilise le moyen suivant.**

13.9 Pour chacun des deux moyens de l'électricité interruptible et du programme GDP affaires, veuillez indiquer le pourcentage des simulations de l'hiver 2025-2026 faites par le modèle MARS où le nombre maximum d'heures ou d'appels par hiver s'avère insuffisant.

Réponse :

11 **Sans objet. Voir la réponse à la question 13.3.**

Complément de réponse :

12 **Le Distributeur ne dispose pas de cette information détaillée sur l'utilisation**
13 **des moyens de gestion, ni dans le modèle MARS ni dans le modèle FEPMC.**

13.10 Pour l'établissement du taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance (référence (ii), veuillez expliquer comment le modèle MARS détermine, de façon chronologique pour chaque heure de l'hiver, le bâtonnet patrimonial à utiliser.

Réponse :

1 **Sans objet. Voir la réponse à la question 13.3.**

Complément de réponse :

2 **Le modèle attribue la plus grande valeur horaire de l'électricité patrimoniale au**
3 **plus grand besoin horaire de l'année, et ainsi de suite pour chacune des autres**
4 **heures.**