

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC  
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE L'AHQ-ARQ**



## DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ À HQD

## ÉVÉNEMENTS DE POINTE

1. **Référence :** A-0019, page 5, demande 2.3.

**Préambule :**

« 2.3 Veuillez indiquer le nombre d'événements de pointe critique et le nombre d'heures d'effacement pour les hivers 2020-2021, 2021-2022 et 2022-2023. »

**Demande :**

1.1 Veuillez compléter la réponse à la question de la Régie à la référence en fournissant les dates et heures des événements de pointe critique pour les hivers 2020-2021, 2021-2022 et 2022-2023 et, pour chacun de ces événements de pointe critique, veuillez fournir la valeur de la puissance obtenue.

**Réponse :**

1 **Les tableaux R-1.1A à R-1.1C présentent les dates des événements de pointe**  
2 **ainsi que l'effacement<sup>1</sup> obtenu respectivement pour les hivers 2020-2021, 2021-**  
3 **2022 et 2022-2023.**

**TABLEAU R-1.1A :**  
**EFFACEMENT LORS DES ÉVÉNEMENTS DE POINTE DE L'HIVER 2020-2021**

JOUR	PÉRIODE	EFFACEMENT (MW)
2021-01-21	AM	376
2021-02-01	AM	354
2021-02-11	AM	364
2021-02-12	AM	367
2021-02-12	PM	345
2021-02-18	AM	378
2021-03-02	AM	363
2021-03-04	AM	368

<sup>1</sup> Effacement sans taux de perte.

**TABLEAU R-1.1B :**  
**EFFACEMENT LORS DES ÉVÉNEMENTS DE POINTE DE L'HIVER 2021-2022**

JOUR	PÉRIODE	Effacement (MW)
2022-01-03	PM	454
2022-01-04	AM	411
2022-01-11	AM	431
2022-01-11	PM	411
2022-01-12	AM	376
2022-01-14	PM	405
2022-01-17	AM	364
2022-01-19	AM	381
2022-01-21	AM	430
2022-02-21	PM	403
2022-01-26	PM	401
2022-01-27	AM	378
2022-02-14	AM	370
2022-02-15	AM	365
2022-02-16	AM	351
2022-02-25	AM	359

**TABLEAU R-1.1C :**  
**EFFACEMENT LORS DES ÉVÉNEMENTS DE POINTE DE L'HIVER 2022-2023**

JOUR	PÉRIODE	EFFACEMENT (MW)
2022-12-22	AM	456
2023-02-01	AM	473
2023-02-03	AM	504
2023-02-03	PM	424
2023-02-23	AM	414
2023-02-23	PM	365

**PROPOSITION POUR L'HIVER 2023-2024**

2. Référence : B-0034, page 3, lignes 17 à 19.

**Préambule :**

« Par ailleurs, l'ajustement proposé impliquant des délais supplémentaires pour le traitement entourant l'émission du crédit, le Distributeur propose de fixer la date limite du versement du crédit pour l'hiver 2023-2024 au 1er septembre 2024. » (Nous soulignons)

**Demande :**

- 2.1 Veuillez décrire et quantifier les « *délais supplémentaires* » dont il est question à la référence et justifier la fixation du versement du crédit pour l'hiver 2023-2024 au 1<sup>er</sup> septembre 2024 en décrivant en détail la problématique rencontrée.

**Réponse :**

- 1            **L'estimation du délai est basée sur une estimation du nombre d'abonnements**  
2            **affectés (411 abonnements selon les données de participation pour l'hiver**  
3            **2021-2022) ainsi que du temps de traitement manuel prévu par abonnement**  
4            **(approximativement 45 minutes) pour corriger les données dans le système de**  
5            **facturation selon le cycle de facturation des clients. La proposition de**  
6            **modification de la date limite pour le versement du crédit, à la fin de l'hiver**  
7            **2023-2024, vise par ailleurs à s'assurer que le versement du crédit des**  
8            **abonnements touchés se fasse dans les délais annoncés à la clientèle.**

---

## NÉCESSITÉ DE LA GDP DE LA CLIENTÈLE AFFAIRES POUR L'ÉQUILIBRE DU BILAN DE PUISSANCE

3. **Références** : (i) B-0022, page 7, lignes 11 à 20;  
(ii) B-0022, page 7, note de bas de page no. 10.

### Préambule :

- (i) « Dans un contexte énergétique marqué par la transition énergétique et par une croissance importante des besoins à la pointe, l'apport en puissance de la GDP de la clientèle Affaires est crucial pour assurer la sécurité et la fiabilité des approvisionnements du Distributeur. En effet, dans le Plan d'approvisionnement 2023-2032 (le « Plan ») déposé en novembre 2022 à la Régie, la contribution en puissance de la GDP Affaires est de 425 MW pour l'hiver 2022-2023 (456 MW en incluant 32 MW associés à un projet pilote auprès de la clientèle industrielle de grande puissance) et devrait atteindre 741 MW (889 MW en incluant les 148 MW associés au projet pilote) à l'horizon 2031-2032, ce qui représente environ 25 % de la contribution de l'ensemble des interventions en GDP. Sans la contribution de la GDP Affaires, le bilan de puissance serait déficitaire dès l'hiver 2023-2024. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)
- (ii) « La présente demande ne vise pas le projet pilote. Une éventuelle demande pour un tarif à cet égard s'inscrirait dans le cadre de la demande tarifaire du Distributeur pour l'année 2025-2026. »

### Demandes :

- 3.1 Veuillez décrire le projet pilote auprès de la clientèle industrielle de grande puissance dont il est question à la référence (i) et fournir les quantités de puissance prévues pour chaque hiver entre les hivers 2023-2024 et 2031-2032.

### Réponse :

1 **Cette question déborde du cadre d'examen de la présente demande. Voir la**  
2 **réponse à la question 4.8 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à**  
3 **la pièce HQD-4, document 1.1 ([B-0043](#)) de la phase 1 du dossier R-4210-2022.**

- 3.2 Veuillez indiquer la quantité de puissance réelle obtenue du projet pilote dont il est question à la référence pour l'hiver 2022-2023.

### Réponse :

4 **L'effacement<sup>2</sup> obtenu à l'hiver 2022-2023 pour le projet pilote de GDP**  
5 **industrielle s'élève à 50,6 MW.**

---

<sup>2</sup> Effacement sans taux de perte.

- 3.3** Veuillez indiquer à quelle date le Distributeur prévoit le dépôt d'une éventuelle demande pour le projet pilote, tel que mentionné à la référence (ii), et justifier de ne pas déposer une telle demande plus tôt étant donné que les puissances associées sont nécessaires pour combler les besoins en puissance de l'hiver 2023-2024 tel qu'indiqué à la référence (i).

**Réponse :**

- 1            **Le projet pilote de la GDP industrielle vise avant tout à obtenir des rétroactions**  
2            **qualitatives permettant au Distributeur, dans la mesure où les résultats sont**  
3            **concluants, de proposer une demande d'autorisation pour une nouvelle option**  
4            **tarifaire dans le cadre du dossier tarifaire 2025-2026.**
- 5            **Voir également la réponse à la question 3.1.**

**AJUSTEMENT DE L'APPUI FINANCIER MOYEN**

4. **Références** : (i) B-0015, page 12;  
(ii) B-0022, page 12.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur demande d'approuver un appui financier moyen de 72 \$/kW pour l'OGA.
- (ii) Le Distributeur demande d'approuver un appui financier moyen de 66 \$/kW pour l'OGA.

**Demande :**

- 4.1 Veuillez décrire en détail et justifier, avec tous les chiffres à l'appui, la correction effectuée entre la référence (i) et la référence (ii).

**Réponse :**

1 **La modification du montant d'appui financier moyen découle d'une erreur**  
2 **d'indexation d'une formule Excel. En effet, la somme des réductions de**  
3 **puissance considérait seulement celles des quatre premières strates de**  
4 **réduction de puissance de la structure d'appuis financiers à cinq strates, soit**  
5 **358 MW au lieu de 392 MW, et donc surestimait l'appui financier moyen.**

6 **Le tableau R-4.1 présente les valeurs utilisées pour le calcul de l'appui financier**  
7 **moyen à partir des données réelles de participation de l'hiver 2021-2022.**

**TABLEAU R-4.1 :**  
**CALCUL DE L'APPUI FINANCIER MOYEN**

	Strates de réduction de puissance ( en kW)					Total
	10 - 199	199 - 599	599 - 1 199	1 199 - 1 799	1 799 et plus	
Somme des puissances interruptibles effectives (en kW)	202 863	103 575	36 756	15 265	34 064	<b>392 523</b>
Somme des crédits (en \$)	14 408 359	6 790 461	2 208 944	834 014	1 674 951	<b>25 916 729</b>
Appui financier moyen ( \$/kW)						<b>66</b>



**RÉPARTITION DES ABONNEMENTS ET DES EFFACEMENTS RÉELS**

5. Référence : B-0026, page 3, tableau 1.

Préambule :

**TABLEAU 1 :**  
**RÉPARTITION DES ABONNEMENTS ET DES EFFACEMENTS RÉELS**  
**PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE -**  
**HIVER 2022-2023**

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre d'abonnements		Effacement (kW)	
	Nombre	%	Nombre	%
Sous le seuil minimal	1 357	40%	4 928	1,1%
De 15 à 199 kW	1 422	42%	90 632	20,5%
Plus de 199 kW à 599 kW	447	13%	146 634	33,2%
Plus de 599 kW à 1 199 kW	85	3%	70 166	15,9%
Plus de 1 199 kW à 1 799 kW	19	1%	27 448	6,2%
Plus de 1 799 kW	23	1%	102 454	23,2%
<b>Total</b>	<b>3 353</b>	<b>100%</b>	<b>442 263</b>	<b>100%</b>

Demandes :

5.1 Veuillez expliquer comment 40 % des abonnements pour l'hiver 2022-2023 peuvent se situer sous le seuil minimal tel qu'indiqué au tableau de la référence.

Réponse :

1 **Une participation non soutenue à tous les événements ou un faible appel de**  
 2 **puissance pouvant engendrer une puissance interruptible effective sous le**  
 3 **seuil minimal d'effacement pourraient être des facteurs explicatifs.**

5.2 Veuillez indiquer le pourcentage des abonnements se situant sous le seuil minimal, tel qu'indiqué au tableau de la référence, qui seraient admissibles à la tarification dynamique et expliquer pourquoi le Distributeur ne les oriente-t-il pas vers cette tarification.

Réponse :

4 **En fonction des résultats de l'hiver 2022-2023 présentés au tableau 2 de la pièce**  
 5 **HQD-3, document 5 (B-0026), le Distributeur estime qu'environ 62 % des**  
 6 **abonnements se situant sous le seuil minimal pourraient être admissibles à la**  
 7 **tarification dynamique, soit les 848 abonnements aux tarifs G, G9 et M. Ce**  
 8 **pourcentage exclut les clients au tarif G facturés en puissance, soit 430 clients,**  
 9 **car non-admissibles à la tarification dynamique.**

10 **Par ailleurs, le Distributeur demeure proactif dans l'accompagnement-client**  
 11 **offert à sa clientèle notamment par divers outils disponibles sur son site web**  
 12 **afin de faciliter le choix de l'option de gestion de puissance applicable qui lui**

1            **conviendrait le mieux. De plus, à la suite de la décision D-2021-100, le**  
2            **Distributeur avait identifié et invité les clients dont les abonnements, au cours**  
3            **des derniers hivers, avaient des effacements inférieurs à 10 kW et qui ne**  
4            **seraient plus admissibles à un crédit, à considérer d'autres options tarifaires.**  
5            **Le Distributeur veille à son obligation de renseignement, mais le choix demeure**  
6            **de la responsabilité du client.**

## ANALYSE ÉCONOMIQUE

6. Référence : B-0022, page 18, tableau 9.

### Préambule :

«

TABLEAU 9 :  
PRINCIPAUX PARAMÈTRES

Paramètres	Valeur	Source
Coût évité de puissance (long terme)	124 \$/kW-an (\$2023)	Plan d'approvisionnement 2023-2032
Coût évité en énergie (heures visées)	13,4 ¢/kWh (\$2023)	
Taux de réserve	12 %	
Revenu marginal	4,9 ¢/kWh (\$2023)	Revenu marginal au tarif M (énergie seulement), tous clients confondus
Nombre d'heures d'interruption	50	Hypothèse tenant compte du resserrement du bilan de puissance
% charge déplacée	30 %	Analyse des résultats du Programme
Taux d'inflation (long terme)	2 %	Hypothèse
Taux d'actualisation	4,927 %	Mise à jour basée sur la méthodologie approuvée par la Régie

»

### Demandes :

6.1 Veuillez décrire en détail avec les intrants utilisés le calcul ayant mené à la valeur de 50 heures d'interruption utilisée dans le tableau en référence.

### Réponse :

1 D'emblée, le Distributeur souhaite rappeler que les seuls facteurs déterminants  
 2 pour l'analyse économique sont le coût évité de puissance et l'appui financier  
 3 moyen versé aux participants. Tous les autres paramètres, y compris le nombre  
 4 d'heures d'interruption, n'ont qu'un impact au mieux marginal. Le Distributeur  
 5 réitère d'ailleurs que seuls ces facteurs déterminants devraient être utilisés aux  
 6 fins de l'analyse.

7 L'hypothèse du nombre d'heures d'interruption est le fruit d'un jugement porté  
 8 par les experts du Distributeur. Ce dernier anticipe une utilisation de l'OGA plus  
 9 importante au cours des années à venir que celles observées depuis la mise en  
 10 place du programme GDP Affaires, et ce, en raison du resserrement de son  
 11 bilan d'énergie. Un effacement annuel de l'ordre d'une cinquantaine d'heures  
 12 est à prévoir, en assurant un équilibre entre les besoins de gestion du réseau  
 13 et les préoccupations d'ordre commercial face aux participants.

---

**Réponses à la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ**

---

**6.2** Pour chaque hiver de l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032, veuillez fournir l'espérance du nombre d'heures d'interruption de l'OGA simulé par les modèles de fiabilité en puissance utilisés par le Distributeur.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 6.1.**

**6.3** Veuillez définir ce que le Distributeur entend par le « % charge déplacée » apparaissant au tableau de la référence et décrire en détail le calcul avec les intrants utilisés ayant mené à la valeur de 30 % retenue.

**Réponse :**

2 **Il s'agit de la part prévue des MW interrompus qui est déplacée plutôt**  
3 **qu'effacée. Les MW déplacés n'ont pas d'impact en énergie aux fins de**  
4 **l'analyse (perte de revenus et coût d'approvisionnements additionnels),**  
5 **contrairement à ceux qui sont effacés.**

6 **La valeur de 30 % retenue est un jugement de la part du Distributeur, lequel**  
7 **s'appuie sur une analyse de l'information fournie par les clients lors de leur**  
8 **inscription quant aux moyens utilisés pour effacer leur demande. Par exemple,**  
9 **l'utilisation de moyens de gestion des systèmes de CVCA (préchauffe,**  
10 **réduction du chauffage ou de la ventilation, par exemple) peut amener un**  
11 **déplacement, tandis que le recours à des génératrices procure plutôt un**  
12 **effacement.**

7. Référence : B-0022, page 18, lignes 13 et 14.

**Préambule :**

« Enfin, le Distributeur n'a inclus aucun coût évité associé au transport ou à la distribution aux fins de ses analyses. »

**Demandes :**

7.1 Veuillez justifier de n'avoir inclus aucun coût évité associé au transport ou à la distribution dans les analyses dont il est question à la référence et veuillez indiquer quand le Distributeur sera en mesure d'évaluer les coûts de transport et de distribution évités par l'OGA.

**Réponse :**

1           **Cette question a été abondamment traitée dans le cadre du dossier R-4210-2022**  
2           **Phase 1, à la fois par la Régie et par l'intervenant.**

3           **Concernant plus spécifiquement la présente question, voir notamment les**  
4           **réponses aux questions 5.2, 5.2.1 et 5.3 de la demande de renseignements n° 1**  
5           **de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.1 ([B-0043](#)), de même que les réponses**  
6           **aux questions 23.1 à 23.12 de la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-**  
7           **ARQ à la pièce HQD-4, document 3 ([B-0056](#)).**

7.2 Veuillez indiquer si, dans certaines circonstances, Hydro-Québec pourrait utiliser l'OGA seulement dans un seul poste satellite afin d'éviter un dépassement de capacité et un délestage de charge dans un tel poste. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas pouvoir le faire.

**Réponse :**

8           **Rien, dans les modalités actuelles, n'empêche le Distributeur d'avoir recours à**  
9           **un usage de l'OGA ciblé à certains clients. Toutefois, cela ne suffit pas pour**  
10          **que le Distributeur puisse s'appuyer sur l'OGA afin de réduire la pression sur**  
11          **son réseau, pour les raisons déjà invoquées dans le cadre de la phase 1 du**  
12          **dossier R-4210-2022 (voir notamment les références fournies en réponse à la**  
13          **question 7.1).**

Réponses à la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ

8. Référence : B-0022, page 20, tableau 11.

Préambule :

«

**TABLEAU 11 :  
ANALYSE ÉCONOMIQUE**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2042- 2043
Impact de l'Option puissance (MW)			505	526	580	601	634	666	687	730	741	741	741
énergie (GWh)			18	18	20	21	22	23	24	26	26	26	26
Coûts évités de fourniture \$/kW			109	111	114	116	118	121	123	126	128	131	159
M\$	613	1152	55	59	66	70	75	80	85	92	95	97	118
¢/kWh			13,4	13,6	13,9	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7	16,0	19,5
M\$	26	49	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5
Appui financier \$/kW			(66)	(68)	(70)	(71)	(72)	(76)	(77)	(79)	(80)	(82)	(100)
M\$	(380)	(718)	(33)	(36)	(40)	(43)	(46)	(50)	(53)	(58)	(60)	(61)	(74)
Perte de revenus ¢/kWh			(4,85)	(5,02)	(5,12)	(5,22)	(5,32)	(5,43)	(5,54)	(5,65)	(5,76)	(5,88)	(7,16)
M\$	(10)	(18)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)
Coûts d'exploitation M\$	(5)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	245	456	23	24	27	28	31	31	33	36	37	38	46

»

Demande :

8.1 Veuillez fournir un chiffrier Excel, avec formules apparentes, montrant l'analyse détaillée ayant mené au tableau 11 de la référence.

Réponse :

1 Voir le fichier Excel à la pièce HQD-05-02.1 – Réponse AHQ-ARQ\_Q8.1.xlsx.