

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

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-4208-2022
PHASE 2

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 1
À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
PAR
STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.1

Référence(s) :

- i) HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4208-2022, [Pièce B-0022](#), [HQD-3](#), [Doc. 1 \(v.r.\)](#), Preuve principale :

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

Pour assurer l'équilibre de son bilan de puissance, le Distributeur dispose d'un portefeuille varié de moyens. Ainsi, au-delà de la contribution en puissance de l'électricité patrimoniale, des contrats de long terme et des achats sur les marchés de court terme, le Distributeur mise sur des moyens de GDP pour répondre aux besoins québécois en période de pointe. Par le biais des moyens de GDP, une compensation financière est versée aux clients participants qui acceptent de réduire leur consommation à la demande du Distributeur. Les moyens de GDP sont adaptés pour les clientèles visées et regroupent notamment les options d'électricité interruptible (clients industriels), les options de tarification dynamique (clients domestiques et commerciaux), le service Hilo (clients résidentiels et commerciaux) et la GDP Affaires (clients domestiques^{note9}, commerciaux et affaires).

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^{note10}) 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^{note 11}.

Le Distributeur précise que le potentiel de la GDP Affaires au Plan a été évalué sur la base des résultats d'effacement obtenus lors de l'hiver 2021-2022 en vertu des modalités de la GDP Affaires alors en vigueur^{note12}, et

desquelles la présente proposition tarifaire du Distributeur s'inspire largement, comme indiqué à la section 4.

9 Abonnements aux tarifs DM ou DP uniquement.

10 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.

11 **Dossier R-4210-2022, pièce HQD-2, document 3 révisé (B-0020), tableau 3.3.**

12 *Supra*, note 3.

[Souligné en caractère gras par nous]

Réponses à la demande de renseignements n° 1 de SÉ

- ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, [Dossier R-4210-2021 Phase 1, Pièce B-0020, HQD-2, Doc. 3 \(v.r.\)](#), Approvisionnement. Complément d'information :

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} 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.

TABLEAU 3.4 :
IMPACT DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS SUR LE BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} 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
Nouveaux approvisionnements prévus*					600	2 060	2 180	2 300	2 300	2 300
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	900	850	900	850	850	700	1 000	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	0	300	800	1 450

*Correspond à la contribution attendue en puissance des quantités recherchées des A/O 2021-01 et 2021-02, soit 300 MW éolien (120 MW) et 480 MW renouvelable (480 MW) et celles découlant des Règlements du gouvernement pour le lancement d'appels d'offres d'ici décembre 2022, soit 1 000 MW éolien (400 MW) et 1 300 MW renouvelable (1 300 MW). Ces valeurs pourraient être différentes selon les projets qui seront retenus.

Demande(s) :

1.1.1 Veuillez confirmer que les données des tableaux de la référence ii datent de novembre 2021. Dans le cas contraire, veuillez indiquer leurs dates de données.

Réponse :

1 **Les tableaux présentés à la référence ii) proviennent du Plan**
2 **d’approvisionnement 2023-2032, lequel a été déposé à la Régie le 1^{er} novembre**
3 **2022. Une version révisée de ces tableaux a été déposée à la pièce HQD-2,**
4 **document 3.3 ([B-0121](#)) dans le cadre de la phase 1 du dossier R-4210-2022 le**
5 **6 juin 2023.**

1.1.2 Veuillez déposer une mise à jour ces deux tableaux en en spécifiant la date des données.

Réponse :

6 **La version révisée mentionnée à la réponse à la question 1.1.1 est la version la**
7 **plus récente dont dispose le Distributeur.**

1.1.3 Veuillez déposer un tableau de la valeur en puissance de la biénergie, dont les données seraient de la même date que ceux de la référence ii (ou de votre mise à jour en réponse à la sous-question précédente), en spécifiant cette date pour plus de certitude.

Réponse :

8 **Les données concernant la biénergie ont été déposées le 1^{er} novembre 2022**
9 **dans le cadre du Plan d’approvisionnement 2023-2032, au tableau 9.21 de la**
10 **pièce HQD-2, document 2 ([B-0009](#)) du dossier R-4210-2022.**

1.1.4 Veuillez spécifier si la valeur en puissance de la biénergie fait partie des « Autres moyens » de ces tableaux ou au contraire si elle est déjà déduite des « Besoins à la pointe ».

Réponse :

11 **Les besoins en puissance à la pointe d’hiver considèrent déjà la puissance**
12 **effacée associée à la biénergie. Cette dernière n’est donc pas traitée comme un**
13 **moyen de gestion de la demande de puissance.**

1.1.5 Veuillez spécifier les différences et les similitudes quant à l’admissibilité des clients (abonnements) à l’Option tarifaire de Gestion de la demande de puissance pour la clientèle Affaires (l’« OGA ») et à la biénergie de cette même catégorie de clients. Dans votre réponse, veuillez traiter à la fois du réseau intégré et des réseaux autonomes.

Réponse :

1 Le Distributeur juge important de rappeler que l'OGA et le tarif biénergie de
2 petite et moyenne puissance ne sont pas mutuellement exclusifs mais
3 complémentaires. Voir la réponse à la question 1.1.6.

4 Relativement aux modalités du tarif biénergie de petite et moyenne puissance,
5 le Distributeur réfère l'intervenant à l'[Addenda des Tarifs d'électricité](#).

1.1.6 Dans les cas où un même abonnement est simultanément admissible à ces deux options tarifaires, est-ce que celui-ci peut a) simultanément adhérer et/ou b) en tant qu'adhérent simultanément participer aux deux options tarifaires. Veuillez expliquer votre réponse en distinguant a et b. Veuillez également décrire comment cette adhésion et/ou participation simultanée se ferait par HQD et le client.

Réponse :

6 Le Distributeur juge important de distinguer les termes « abonnement » et
7 « client ». Un client peut avoir plusieurs abonnements.

8 Dans le cas de la clientèle domestique, l'OGA n'est pas offerte à la clientèle au
9 tarif DT et donc aucune double admissibilité n'est possible pour le client.

10 Pour les clients de petite et moyenne puissance, un client pourrait
11 effectivement être admissible à ces deux options tarifaires. Cependant,
12 chacune de ces options serait applicable sur un abonnement distinct. Pour
13 rappel, l'admissibilité au tarif biénergie de petite et moyenne puissance requiert
14 deux compteurs distincts, soit l'un associé au chauffage et l'autre aux usages
15 de base du client. Ainsi, l'abonnement associé au compteur pour le chauffage
16 des espaces serait au tarif biénergie et celui associé au compteur des usages
17 de base qui est facturé, selon le tarif régulier applicable, pourrait adhérer à
18 l'OGA.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.2

Référence(s) :

i) HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4208-2022, [Pièce B-0022](#), [HQD-3](#), [Doc. 1 \(v.r.\)](#), Preuve principale :

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

Pour assurer l'équilibre de son bilan de puissance, le Distributeur dispose d'un portefeuille varié de moyens. Ainsi, au-delà de la contribution en puissance de l'électricité patrimoniale, des contrats de long terme et des achats sur les marchés de court terme, **le Distributeur mise sur des moyens de GDP pour répondre aux besoins québécois en période de pointe.** Par le biais des moyens de GDP, une compensation

financière est versée aux clients participants qui acceptent de réduire leur consommation à la demande du Distributeur. **Les moyens de GDP sont adaptés pour les clientèles visées et regroupent notamment les options d'électricité interruptible (clients industriels), les options de tarification dynamique (clients domestiques et commerciaux), le service Hilo (clients résidentiels et commerciaux) et la GDP Affaires (clients domestiques ^{note9}, commerciaux et affaires).**

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 ^{note10}) 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 ^{note 11}.

Le Distributeur précise que le potentiel de la GDP Affaires au Plan a été évalué sur la base des résultats d'effacement obtenus lors de l'hiver 2021-2022 en vertu des modalités de la GDP Affaires alors en vigueur ^{note12}, et desquelles la présente proposition tarifaire du Distributeur s'inspire largement, comme indiqué à la section 4.

9 Abonnements aux tarifs DM ou DP uniquement.

10 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.

11 **Dossier R-4210-2022, pièce HQD-2, document 3 révisé (B-0020), tableau 3.3.**

12 Supra, note 3.

[Souligné en caractère gras par nous]

ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, [Dossier R-4041-2018 Phase 1, Décision D-2019-164](#) :**

[268] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire le montant moyen de l'appui financier au Programme, actuellement fixé à 70 \$/kW, d'un montant équivalent à **la compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants, actuellement estimé à environ 10,50 \$/kW.** Le Distributeur pourra proposer un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants au Programme.

[Souligné en caractère gras par nous]

Réponses à la demande de renseignements n° 1 de SÉ

Demande(s) :

1.2.1 Compte tenu des importants besoins d'HQD de réduction de la puissance, veuillez élaborer sur l'opportunité ou non de compléter dès à présent l'Option tarifaire de Gestion de la demande de puissance pour la clientèle Affaires (l'« OGA ») par un programme rétablissant une compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants (qui avait été estimé à environ 10,50 \$/kW dans la Décision D-2019-164, par. 28 citée en référence ii).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 5.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
2 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

1.2.2 Veuillez, selon diverses hypothèses d'aides financières aux équipements, fournir une évaluation de l'apport en puissance de l'OGA 2023-2032 telle qu'il serait si ces aides financières étaient fournies. Veuillez fournir cette information selon le même format, quant à ces lignes du tableau, que ce qui apparaît en référence ii de la question précédente et de la mise à jour que vous en auriez éventuellement fourni à cette question précédente.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 1.2.1.**

1.2.3 Veuillez énumérer les diverses aides financières offertes par HQD, Énergir et le gouvernement du Québec aux équipements biénergie électricité-gaz, en spécifiant pour chacune si ces aides financières pourraient également bénéficier (ou bénéficient déjà, en le spécifiant le cas échéant) aux participants à l'Option tarifaire de Gestion de la demande de puissance pour la clientèle Affaires (l'« OGA »).

Réponse :

4 **D'emblée, le Distributeur souligne que l'abonnement bénéficiant de la biénergie**
5 **ne peut participer à l'OGA. Les aides financières offertes par le Distributeur**
6 **pour la biénergie électricité – gaz naturel visent à réduire le surcoût des**
7 **thermopompes efficaces, lesquelles ne sont pas utiles pour les fins de l'OGA.**
8 **Par ailleurs, le Distributeur invite l'intervenant à consulter ses réponses aux**
9 **questions 4.1 de la demande de renseignements n° 7 de la Régie à la pièce HQD-**
10 **Énergir-9, document 1 ([B-0137](#)) et 2.1.8 de la demande de renseignements n° 2**
11 **du RTIEÉ à la pièce HQD-Énergir-9, document 10 ([B-0146](#)) de la phase 2 du**
12 **dossier R-4169-2021 pour les diverses aides financières offertes par HQD,**
13 **Énergir et le gouvernement du Québec à l'acquisition d'équipements biénergie**
14 **électricité-gaz naturel.**

Réponses à la demande de renseignements n° 1 de SÉ

VOIR ÉGALEMENT LA REPONSE A LA QUESTION 5.1 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AQCIÉ-CIFQ A LA PIÈCE HQD-5, DOCUMENT 3.DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.3

Référence(s) :

- i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4208-2022 Phase 2, Pièces [B-0022, HQD-2, Doc. 2 vr](#) et [B-0023, HQD-3 Doc. 3 vr](#) et [Présentation en audience, B-0029, HQD-4, Doc.1](#) et **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4208-2022 Phase 2, [Décision D-2023-061](#). Nous fournissons le tableau suivant comparant les deux propositions d'HQD quant aux taux offerts selon ces pièces :

	Indexation du tarif antérieur : Présentation en audience B-0029, HQD-4, Doc.1 et Décision D-2023-061 (à partir du seuil de 10 kW)	Nouveau tarif proposé pour 2024-2025 : B-0022, HQD-2, Doc. 2 vr et B-0023, HQD-3 Doc. 3 vr	
10kW-99kW	71,025 \$/kW	75 \$/kW	
100-199kW	71,025 \$/kW	65 \$/kW	HQD-3 Doc. 3 vr B-0023 est inférieur
200kW-399kW	65,561 \$/kW	65\$/kW	HQD-3 Doc. 3 vr B-0023 est inférieur
400-599kW	65,561 \$/kW	60\$/kW	HQD-3 Doc. 3 vr B-0023 est inférieur
600 kW-1199kW	60,098 \$/kW	60\$/kW	HQD-3 Doc. 3 vr B-0023 est inférieur
1200kW-1799kW	54,635 \$/kW	55\$/kW	
1800 kW et plus	49,171 \$/kW	55\$/kW	

Demande(s) :

- 1.3.1 Veuillez expliquer l'impact que les taux inférieurs du nouveau tarif proposé pour 2024-2025 (tels qu'énoncés en 3^e colonne du Tableau en référence) auront sur la baisse de la clientèle participante et la baisse de la valeur en puissance de l'Outil OGA.

Réponse :

- 1 Le Distributeur tient à rectifier que l'OGA vise une application dès l'hiver
2 2023-2024.
- 3 Voir la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n° 1 de la
4 Régie à la pièce HQD-5, document 1.1.

Réponses à la demande de renseignements n° 1 de SÉ

1.3.2 Veuillez préciser les segments de la clientèle admissible qui seraient plus susceptibles d'être négativement impactés par ces taux inférieurs.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.3.1.**

1.3.3 Seriez-vous en accord de fixer les taux de l'OGA selon une Indexation du tarif antérieur telle qu'énoncée en [Présentation en audience B-0029, HQD-4, Doc.1](#) (à partir du seuil de 10 kW) tel qu'énoncés en seconde colonne du Tableau en référence. Veuillez justifier votre réponse sur le fond.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 1.3.1.**

1.3.4 Veuillez justifier quantitativement que votre proposition de taux pour 2024-25 compense l'ensemble des inconvénients et risques subis par ceux-ci non seulement globalement mais pour chacune des strates.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 1.3.1.**