

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'AQPER**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AQPER RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR

PRÉVISION DE LA DEMANDE

1. Référence : (i) Pièce B-0007, page 10, lignes 31 à 34

Préambule :

Référence (i) :

« Globalement, la croissance économique à long terme sera moins soutenue. La croissance annuelle moyenne du PIB au Québec, qui était de 1,9 % au cours des années 2000, est passée à 1,8 % pour la décennie suivante et devrait diminuer à 1,4 % au cours de la période 2020-2029. » (Nos soulignés)

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer si les derniers événements liés à l'émergence d'un risque de pandémie ont une répercussion sur les prévisions de croissance économique mentionnées en préambule. Si la réponse est affirmative, veuillez indiquer quelles sont les nouvelles prévisions pour l'ensemble des éléments du plan qui sont directement liés à la prévision de la croissance économique du PIB du Québec.

Réponse :

1 **Étant donné le haut degré d'incertitude lié à l'impact de la pandémie de la**
2 **COVID-19 sur l'économie du Québec, le Distributeur considère qu'il est**
3 **hasardeux, à ce moment-ci de la crise, d'évaluer son impact sur les prévisions**
4 **de croissance du PIB. Toutefois, le Distributeur est d'avis qu'il s'agit d'un choc**
5 **temporaire dont les répercussions se feront sentir à court terme, lesquelles**
6 **seront compensées par une croissance future supérieure à la prévision de sorte**
7 **que la croissance économique moyenne sur la période 2020-2029 serait**
8 **similaire à celle prévue dans le présent dossier.**

2. Référence : (i) Pièce B-0007, page 12, lignes 9 à 15

Préambule :

Référence (i) :

« Comme mentionné ci-dessus, l'efficacité énergétique des équipements est prise en compte dans la prévision au moyen des informations portant sur l'évolution de l'efficacité énergétique des usages finaux fournies au Distributeur par l'Energy Forecasting Group, des interventions en efficacité énergétique du Distributeur, mais aussi des divers programmes développés par Transition

énergétique Québec. Ainsi, l’ensemble de ces éléments contribue à réduire les ventes résidentielles et commerciales de près de 6 TWh sur l’horizon du Plan. »
(Nos soulignés)

Demandes :

2.1 Veuillez ventiler la répartition du 6 TWh de réduction de la demande due à l’efficacité énergétique entre les ventes résidentielles et commerciales pour les 10 années du plan (2020 à 2029).

Réponse :

1 **Le tableau R-2.1 présente les impacts de l’efficacité énergétique sur la**
2 **croissance annuelle aux secteurs résidentiel et commercial. Ces valeurs**
3 **représentent un impact net par rapport aux économies d’énergie de l’année**
4 **2019.**

**TABLEAU R-2.1 :
IMPACTS DE L’EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE SUR LA CROISSANCE ANNUELLE**

En GWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Effacité énergétique											
<i>Résidentiel</i>	-587	-512	-455	-418	-384	-350	-321	-295	-271	-251	-3 845
<i>Commercial</i>	-236	-232	-184	-177	-171	-165	-157	-147	-140	-134	-1 743
Total	-824	-744	-639	-596	-555	-515	-478	-442	-411	-385	-5 588

5 **Par ailleurs, le Distributeur précise que les valeurs des contributions annuelles**
6 **au tableau 3.12 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007) peuvent être différentes**
7 **des valeurs retenues dans la prévision, car cette dernière tient compte de**
8 **l’effritement des interventions en efficacité énergétique passées et à venir.**

2.2 Veuillez fournir les informations provenant du Energy Forecasting Group qui ont influencé la prévision des ventes du Distributeur. Veuillez fournir les documents de référence provenant de cette organisation.

Réponse :

9 **Le Distributeur n’est pas en mesure de fournir les informations provenant de**
10 **l’Energy Forecasting Group. D’une part, la quantité est considérable étant**
11 **donné que le Distributeur reçoit des informations régulièrement depuis le début**
12 **de son adhésion en 2012. D’autre part, puisque les informations sont obtenues**
13 **grâce à une adhésion payante à l’organisme, il n’est pas permis de la diffuser**
14 **en vertu des règles de confidentialité incluses dans le contrat de service.**

15 **Le Distributeur a décrit sommairement les informations dont il dispose à la**
16 **pièce HQD 2, document 2 (B-0007), page 23, aux lignes 18 à 25.**

1 **Voir également la réponse à la question 11.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5,**
2 **document 2, pour une description des informations provenant de l'Energy**
3 **Forecasting Group.**

2.3 Veuillez indiquer quels sont les programmes développés par Transition énergétique Québec qui ont impacté la prévision des ventes du Distributeur. Veuillez fournir les documents de références offrant de l'information sur ces programmes.

Réponse :

4 **Les programmes Chauffez-vert, Rénoclimat, Novoclimat et Econologis décrits**
5 **dans le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du**
6 **Québec 2018-2023 (« Plan directeur »)¹ ont un impact sur les ventes au secteur**
7 **résidentiel.**

2.4 Veuillez fournir toute analyse démontrant la rentabilité économique de l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique mentionnées en préambule. L'objectif ici est de déterminer la valeur en termes de \$/MWh des MW effacés afin de les comparer aux autres alternatives pour équilibrer le bilan en puissance du Distributeur.

Réponse :

8 **Les économies d'énergie des interventions du Distributeur inscrites au Plan**
9 **d'approvisionnement 2020-2029 sont pour l'essentiel une extrapolation de**
10 **celles intégrées au Plan directeur dans le dossier R-4043-2018. Le Distributeur**
11 **a présenté les résultats des tests économiques de chacun de ses programmes**
12 **à la pièce HQD-1, document 1 (C-HQD-0009) de ce dossier. Pour ce qui**
13 **concerne la GDP Affaires, ce programme a fait l'objet d'un dossier spécifique**
14 **dans lequel les analyses de rentabilité ont été présentées (R-4041-2018).**

15 **En ce qui concerne les mesures et programmes des autres intervenants**
16 **mentionnés en préambule, le Distributeur ne peut se prononcer sur leur**
17 **rentabilité.**

3. Référence : (i) Pièce B-0024, page 3, lignes 5 à 12

Préambule :

Référence (i) :

« Demande :

¹ https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/plan-directeur/TEQ_PlanDirecteur_web.pdf

3.1 Veuillez indiquer les hypothèses que le Distributeur a retenues et lui ayant permis de conclure à la nécessité d'exclure les ventes du développement de marchés des modèles de prévision.

Réponse :

Le Distributeur intégrait antérieurement les ventes associées au développement de marchés dans ses modèles de prévision. Il a cependant constaté une baisse de la performance de ses modèles, car ceux-ci ne pouvaient pas expliquer de façon adéquate la croissance importante observée pour le développement de marchés au cours des dernières années. C'est sur la base de ce constat que le Distributeur a pris la décision d'extraire les ventes associées au développement de marchés des modèles de prévision afin de les traiter séparément. » (Nos soulignés)

Demandes :

3.1 Veuillez décrire et expliquer en quoi consistent les modèles de prévisions mentionnés à la référence (i).

Réponse :

1 **Le Distributeur fait référence au modèle de prévision des ventes du secteur**
2 **commercial et institutionnel dont les variables explicatives retenues sont**
3 **présentées au tableau 3.5 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007).**

3.2 Veuillez expliquer pourquoi ces modèles ne captent pas l'évolution des différents secteurs composant la catégorie « développement de marchés ». Veuillez offrir des explications pour chaque secteur composant la catégorie « développement de marchés » (chaînes de blocs, centres de données et Serres).

Réponse :

4 **Les modèles à usages finaux utilisés par le Distribution permettent de bien**
5 **évaluer la croissance d'un grand secteur de consommation de façon générale**
6 **en se basant sur des indicateurs macro-économiques comme le PIB, l'emploi**
7 **et d'autres variables explicatives de l'évolution passée du secteur. Il s'avère**
8 **très complexe d'incorporer dans ce type de modèle des chocs exogènes**
9 **comme l'arrivée de nouvelles industries ou le développement rapide d'une**
10 **industrie dont l'impact n'est pas aussi bien corrélé aux indicateurs macro-**
11 **économiques usuels. Pour cette raison, il est préférable de traiter ces chocs**
12 **exogènes à la marge pour permettre une évaluation basée sur des facteurs qui**
13 **leur sont propres.**

3.3 À la référence (i), le Distributeur mentionne avoir extrait les ventes associées au développement de marchés dans ses modèles de prévision. Dans ces circonstances, veuillez indiquer les hypothèses et les modèles d'analyse retenus par le Distributeur

Référence (ii) :

**TABLEAU R-7.3 :
BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 662	3 730	3 817	3 918	4 001	4 058	4 088	4 099	4 126	4 154
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 439	43 112	43 756	44 211	44 562	44 863	45 095	45 127	45 378	45 641
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	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 309	1 465	1 596	1 970	2 317	2 510	2 538	2 592	2 622	2 656
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	309	465	596	790	1 037	1 090	1 118	1 172	1 202	1 236
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	180	280	420	420	420	420	420
- Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	200	340	340	340	340	340
- Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	750	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	100	300	700	1 600	1 950

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

Demandes :

4.1 Veuillez indiquer quels sont les facteurs qui expliquent l'engouement mitigé pour les chaînes de blocs mentionné à la référence (i). Veuillez fournir, le cas échéant, toute analyse que le Distributeur a pu faire pour en arriver à cette conclusion.

Réponse :

1 **Le Distributeur précise que « l'engouement mitigé » dont il fait état dans sa**
 2 **réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à**
 3 **la pièce HQD-5, document 1 (B-0024) réfère aux résultats de l'A/P 2019-01 où le**
 4 **cumul des propositions était de 60 MW sur le bloc de puissance de 300 MW**
 5 **initialement dédié à ce secteur d'activités.**

6 **Par ailleurs, le Distributeur ne peut spéculer quant aux facteurs qui ont motivé**
 7 **les clients potentiels à ne pas participer à l'A/P 2019-01.**

- 4.2 Nous constatons à la référence (ii) que le Distributeur a produit un bilan en puissance amendé reflétant le résultat de l'appel de propositions.
- 4.2.1. Veuillez également produire un bilan en énergie² amendé reflétant le résultat de l'appel de propositions.

Réponse :

1 **Le tableau R-4.2.1 présente le bilan d'énergie découlant des données utilisées**
 2 **pour produire le bilan de puissance présenté en réponse à la question 7.3 de la**
 3 **demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1**
 4 **(B-0024), lequel est reproduit en référence (ii).**

TABLEAU R-4.2.1 :
BILAN D'ÉNERGIE

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	190,5	192,8	194,9	196,0	197,5	197,3	196,8	196,5	197,8	197,6
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	173,8	175,0	175,5	176,4	175,9	175,4	177,2	178,3	178,1
Base et cyclable - HQP	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,1	0,5	0,7	0,8	0,8	0,4	-	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,6	3,0	3,0	3,1	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,8	1,1	1,4	1,8	2,0	2,4	3,6	3,9	4,0
• Dont achats en hiver	0,4	0,8	1,1	1,4	1,7	1,9	2,3	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	-	0,6	2,1	2,6
<i>Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)</i>	<i>6,3</i>	<i>5,0</i>	<i>3,9</i>	<i>3,3</i>	<i>2,4</i>	<i>2,9</i>	<i>3,4</i>	<i>1,7</i>	<i>0,5</i>	<i>0,7</i>

- 4.2.2. Veuillez indiquer les autres éléments dans la preuve du Distributeur pouvant être impactés par la plus faible prévision de demande du secteur des chaînes de blocs.

Réponse :

5 **Le bilan fourni à la réponse 4.2.1 reflète l'ensemble des impacts liés à la révision**
 6 **à la baisse de la prévision de la demande du secteur des chaînes de blocs.**

² Pièce B-0009, page 17, Tableau 3.1.

1 **Voir également les réponses aux questions 7.1 à 7.3 de la demande de**
2 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), aux**
3 **pages 17 à 19.**

4.2.3. Afin d'avoir une preuve globale et cohérente, veuillez amender ces autres éléments afin de refléter le résultat de l'appel de propositions.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 4.2.2.**

5. **Références :** (i) **Pièce B-0007, page 15, lignes 4 à 6**
(ii) **2017 Quebec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy**
<https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2017%20Quebec%20Comprehensive%20Review.pdf>, page 29

Préambule :

Référence (i) :

« Cette prévision inclut la réduction de la demande de puissance provenant des mesures de gestion qui n'est pas sous le contrôle d'Hydro-Québec, telles que la biénergie résidentielle. Cependant, les moyens de gestion de la demande de puissance telle que l'électricité interruptible, l'interruption chaînes de blocs et le programme GDP affaires ne sont pas prises en compte dans la prévision des besoins en puissance. »

Référence (ii) :

« 5. MODELING OF DEMAND SIDE RESOURCES AND DEMAND RESPONSE PROGRAMS

For the resource adequacy assessment, MARS runs were modeled with the most updated demand response capacity. Forecasted demand takes into account the impact of energy savings and dual energy programs, as described in section 1.4 of the Appendix.

Demand response programs fully dispatched by the system operator are included as resources. The Québec area has various types of demand response resources specifically designed for peak shaving during winter operating periods. The first type of demand response resource is the interruptible load program, mainly designed for large industrial customers, with an impact of 1,748 MW during the peak. The second type of demand response resource consists of a voltage reduction scheme with 250 MW of demand reduction at peak. The area is also developing some additional programs, including direct control load management. A recent program, consisting of

mostly interruptible charges in commercial buildings, has an anticipated impact of 270 MW in 2017-2018 and up to 540 MW by 2020-2021. » (Nos soulignés)

Demandes :

5.1 Veuillez confirmer que le programme récent mentionné à la référence (ii) est le programme GDP affaire.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

5.2 Veuillez confirmer que le Coordonnateur de la fiabilité (division d'Hydro-Québec TransÉnergie)³ est le « System Operator » tel que mentionné à la référence (ii).

Réponse :

2 **Le Distributeur le confirme.**

5.3 En lien avec la référence (i) et aux fins de compréhension, veuillez expliquer pourquoi les moyens de gestion de la demande de puissance tels que l'électricité interruptible, l'interruption chaînes de blocs et le programme GDP affaires ne sont pas pris en compte dans la prévision des besoins en puissance. Veuillez élaborer pour chacun de ces moyens.

5.3.1. Veuillez indiquer et expliquer si ces moyens sont ou ne sont pas sous le contrôle du Distributeur et/ou du Coordonnateur de la fiabilité?

Réponse :

3 **Dans son bilan de puissance, le Distributeur intègre les moyens de gestion de**
4 **la demande en puissance du côté des moyens puisqu'ils sont sous son**
5 **contrôle. Le Coordonnateur de la fiabilité peut également faire appel à ces**
6 **moyens.**

7 **Que ces moyens soient inclus au bilan directement en réduction des besoins**
8 **ou comme moyens de gestion ne change pas le portrait du bilan de puissance.**

5.4 Veuillez indiquer si la charge des clients participant au programme GDP affaires est sous le contrôle direct du Coordonnateur de la fiabilité. Le cas échéant, veuillez expliquer comment le Coordonnateur de la fiabilité contrôle ces charges.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 5.3.1.**

³ <https://www.hydroquebec.com/coordonnateur-fiabilite/>.

1 Le Distributeur précise également que, pour tous les moyens de GDP du
2 Distributeur, aucun contrôle direct des charges n'est assumé par le Distributeur
3 ou le Coordonnateur de la fiabilité. Dans tous les cas, le Distributeur (ou le
4 Coordonnateur de la fiabilité, s'il y a lieu) émet des avis d'interruption aux
5 clients ou aux agrégateurs. Ceux-ci sont responsables de réduire leurs charges
6 afin de répondre aux avis donnés.

5.5 Veuillez indiquer si la charge des clients industriels participant au programme d'électricité interruptible est sous le contrôle direct du Coordonnateur de la fiabilité. Le cas échéant, veuillez expliquer comment le Coordonnateur de la fiabilité contrôle ces charges.

Réponse :

7 Voir les réponses aux questions 5.3.1 et 5.4.

6. Référence : (i) Pièce B-0007, page 24, Tableau 2.1

Préambule :

Référence (i) :

**TABLEAU 2.1 :
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC**

En TWh	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	67,0	67,7	67,8	68,2	68,5	69,2	69,3	69,7	70,1	70,8	70,8
Commercial	44,4	45,9	49,1	51,2	52,1	52,8	52,8	51,2	50,6	51,1	51,2
<i>Dont:</i>											
Commercial et institutionnel	39,0	40,4	42,7	44,2	45,0	45,7	45,7	44,9	44,8	45,4	45,4
Réseaux municipaux et Éclairage public	5,4	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3	5,7	5,8	5,8
Industriel	59,9	63,6	63,8	63,7	63,6	63,6	63,2	62,4	62,2	62,2	61,8
<i>Dont:</i>											
Industriel PME	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,7	8,7	8,7	8,7
Industriel grandes entreprises	51,3	55,0	55,2	55,1	55,0	54,9	54,6	53,7	53,5	53,4	53,1
Alumineries	19,0	23,1	23,3	23,5	23,6	23,7	23,6	23,0	23,0	23,1	23,0
Pâtes et papiers	12,1	11,9	11,8	11,5	11,1	10,8	10,5	10,3	10,0	9,7	9,4
Pétrole et chimie	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,2	4,1	4,0
Mines	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
Sidérurgie, fonte et affinage	7,4	7,1	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Autres industriel grandes entreprises	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,4	177,2	180,7	183,1	184,2	185,5	185,2	183,3	182,8	184,1	183,8

Notes:
¹ Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

Demandes :

6.1 Veuillez ventiler les catégories « Commercial et institutionnel » et « chaunicipaux et Éclairage public » entre les prévisions de vente du secteur des chaînes de blocs, en prenant en considération le résultat de l'appel de propositions et les autres secteurs pour chacune des années du tableau 2.1.

Réponse :

1 **Le tableau R-6.1 présente la ventilation des ventes au secteur Commercial et**
 2 **institutionnel et aux Réseaux municipaux et éclairage public, ainsi que celles**
 3 **du secteur des Chaînes de blocs qui leur sont associées en tenant compte du**
 4 **résultat de l'A/P 2019-01.**

TABLEAU R-6.1 :
PRÉVISION DES VENTES AU SECTEUR COMMERCIAL
TENANT COMPTE DU RÉSULTAT DE L'A/P 2019-01

En TWh	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Commercial	44,2	45,9	47,7	49,3	50,2	50,8	51,0	50,7	50,3	50,8	50,9
<i>Dont:</i>											
<i>Commercial et institutionnel</i>	38,9	40,3	41,3	42,3	43,1	43,8	43,9	44,3	44,6	45,1	45,2
<i>Chaînes de blocs</i>	0,8	1,4	1,7	1,7	1,7	1,6	1,3	1,1	0,8	0,8	0,8
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	5,3	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3	5,7	5,8	5,8
<i>Chaînes de blocs</i>	0,2	0,3	1,1	1,7	1,7	1,7	1,7	0,9	0,1	0,1	0,1

Notes:

¹ Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

6.2 Outre les éléments qui composent la prévision des ventes des différents secteurs industriels représentée à la référence (i), veuillez indiquer si le Distributeur possède de l'information sur des projets industriels potentiels pouvant augmenter significativement la demande de ce secteur. Le cas échéant, veuillez en fournir la liste avec les volumes de ventes annuels envisagés (énergie et puissance).

Réponse :

5 **En plus de se tenir au courant de l'actualité industrielle, le Distributeur dispose**
 6 **d'information d'ordre confidentiel sur les projets de ses clients actuels et**
 7 **potentiels. De plus, le Distributeur compte également sur une équipe de**
 8 **développement de marché qui travaille à attirer de nouveaux clients dans des**
 9 **secteurs porteurs. L'ensemble de ces éléments connus au moment de la**
 10 **préparation de la prévision constituent la base du positionnement du**
 11 **Distributeur.**

7. Référence : (i) Pièce B-0007, page 57, Tableau 3.21

Préambule :

Référence (i) :

TABLEAU 3.21 :
HISTORIQUE DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018
Usages										
<i>Chauffage des locaux Résidentiel</i>	12 766	13 027	13 235	13 432	13 568	13 756	13 716	13 648	13 715	13 803
<i>Chauffage des locaux Commercial</i>	3 039	3 128	3 192	3 276	3 346	3 402	3 446	3 490	3 516	3 550
<i>Eau chaude Résidentiel</i>	1 740	1 766	1 804	1 835	1 862	1 883	1 893	1 905	1 912	1 928
<i>Industriel</i>	8 590	8 584	8 862	8 538	8 707	8 405	8 377	8 212	8 302	8 265
<i>Centres de données</i>	n.d.	41	55	67						
<i>Blockchain</i>	n.d.	6	7	31						
<i>Serres</i>	n.d.	32	47	63						
<i>Véhicules électriques</i>	n.d.	7	11	19						
<i>Photovoltaïque</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Autres usages</i>	9 554	9 544	9 736	9 959	9 914	10 074	10 255	10 370	10 199	10 219
Besoins réguliers du Distributeur <small>(Besoins visés par le Plan)</small>	35 690	36 050	36 830	37 040	37 397	37 519	37 687	37 711	37 764	37 945

Notes:

- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Demandes :

7.1 Veuillez ventiler les usages principaux qui composent la demande en puissance de la catégorie « Autres usages ».

Réponse :

1 Le Distributeur n'est pas en mesure de ventiler les besoins en puissance
2 attribuables à la catégorie « *Autres usages* » puisque ceux-ci sont traités
3 globalement dans son modèle de prévision des besoins en puissance.

4 Toutefois, il peut fournir les principaux usages qui composent cette catégorie :

- 5 • Secteur résidentiel : éclairage, électroménagers et appareils
6 électroniques ;
- 7 • Secteur commercial : eau chaude, éclairage, équipement de cuisson, de
8 réfrigération et de bureautique ainsi que consommation des réseaux
9 municipaux de distribution excluant celle attribuable aux chaînes de
10 blocs.

8. Référence : (i) Pièce B-0007, page 14, lignes 11 à 15

Préambule :

Référence (i) :

« Production photovoltaïque distribuée

- *L'accroissement du taux de diffusion des systèmes photovoltaïques résidentiels et commerciaux entraînera une baisse des ventes du Distributeur de 1,3 TWh à l'horizon 2029. À l'horizon du Plan, le Distributeur estime que 70% de la production photovoltaïque proviendra des systèmes résidentiels contre 30 % pour les systèmes commerciaux. »*

Demandes :

- 8.1 Veuillez indiquer quelles sont les hypothèses retenues par la Distributeur (ex. : coûts annuels de revient pour la production photovoltaïque, tarifs d'électricité pour les clients résidentiels et commerciaux, programme de subvention, etc.) pour justifier une contribution à la baisse de 1.3 TWh à l'horizon 2029 sur les ventes.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 3.1 de l'UC à la pièce HQD-5, document 11.**

- 8.2 Veuillez fournir toutes analyses ou études utilisées par le Distributeur supportant la prévision de l'impact de la contribution des systèmes photovoltaïques sur les prévisions des ventes des secteurs résidentiels et commerciaux.

Réponse :

- 2 **Voir la réponse à la question 3.1 de l'UC à la pièce HQD-5, document 11.**

- 8.3 Veuillez indiquer quel sera le rôle de la division d'Hydro-Québec Hilo pour la mise en place de système photovoltaïque chez la clientèle résidentielle et commerciale du Distributeur mentionnée à la référence i).

Réponse :

- 3 **Le Distributeur précise qu'Hilo n'est pas une division d'Hydro-Québec mais**
4 **bien une filiale de la Société.**
5 **Hilo travaille présentement à l'élaboration d'une offre d'autoproduction solaire**
6 **et de stockage énergétique clés en main pour la clientèle résidentielle. Celle-ci**
7 **inclura un accompagnement des clients dans leurs démarches, soit du**

- 1 diagnostic de leur potentiel de production jusqu'à la mise en service et à la
2 maintenance de leur installation.

APPROVISIONNEMENTS

9. Références : (i) Pièce B-0009, page 13, lignes 22 à 31
(ii) Pièce B-0009, pages 19 à 21, Tableau 3.3
(iii) Pièce B-0009, pages 17 et 18, Tableaux 3.1 et 3.2
(iv) Plan stratégique 2020-2024
(<http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2019-12-05>), page 19

Préambule :

Référence (i) :

« Cette croissance des besoins permet une utilisation accrue de l'électricité patrimoniale, la portion inutilisée de cet approvisionnement étant ainsi réduite de 6 TWh en 2026 par rapport au Plan d'approvisionnement 2017-2026. Sur la période du Plan, un nouvel approvisionnement en énergie sera nécessaire, à partir de 2027.

Pour compenser la hausse des besoins en puissance, plusieurs mesures ont été mises en place ou le seront dans les prochaines années afin de réduire la consommation de la clientèle en période de pointe. Les interventions en gestion de la demande de puissance voient ainsi leur contribution au bilan augmenter de 1 700 MW en 2026. Ces moyens permettent de reporter à l'hiver 2025-2026 le besoin pour un nouvel approvisionnement en puissance, repoussant ainsi le lancement d'un appel d'offres. » (Nos soulignés)

Référence (ii) :

Voir la pièce B-0009, pages 19 à 21, le Tableau 3.3.

Référence (iii) :

TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	174,9	176,4	176,8	177,7	177,1	175,7	177,3	178,5	178,3
Base et cyclable - HQP	3,5	3,6	3,8	3,9	3,9	4,0	3,9	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	-	-	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,6	3,0	3,0	3,1	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	3,7	3,9	4,1
▪ Dont achats en hiver	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	-	0,7	2,1	2,6
<i>Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)</i>	<i>6,3</i>	<i>3,9</i>	<i>2,5</i>	<i>2,0</i>	<i>1,2</i>	<i>1,7</i>	<i>3,1</i>	<i>1,5</i>	<i>0,4</i>	<i>0,6</i>

TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
En MW	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS À LA POINTE	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 745	3 817	3 915	3 997	4 051	4 086	4 088	4 115	4 143
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 445	43 234	44 013	44 464	44 812	45 106	45 225	45 152	45 402	45 666
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	1 100	1 450	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
▪ Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
▪ Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
▪ Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 315	1 779	2 217	2 491	2 838	2 983	3 004	2 751	2 781	2 815
▪ Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	315	779	1 217	1 411	1 658	1 683	1 584	1 331	1 361	1 395
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	25	375	682	682	682	636	479	173	173	173
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
▪ Moyens additionnels potentiels	0	0	0	80	180	300	420	420	420	420
Abaissement de tension	250									
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	400	650	850	850	950	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	350	600	1 500	1 800

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

Référence (iv) :

Et demain... l'hydrogène propre

Avec notre énergie verte et les vastes ressources hydriques du Québec, nous avons tous les atouts nécessaires pour soutenir le développement de l'hydrogène propre, produit par électrolyse plutôt qu'à partir du méthane présent dans le gaz naturel. Cette filière pourrait présenter des perspectives intéressantes tant au Québec que sur les marchés externes.

Cinq applications prometteuses de l'hydrogène propre



Ammoniac et méthanol



Chauffage des bâtiments



Transport routier et ferroviaire



Hydrocarbures synthétiques carboneutres



Gaz naturel renouvelable

Demandes :

9.1 Veuillez définir les termes « nouvel approvisionnement » à la référence (i).

Réponse :

1 Par « nouvel approvisionnement », le Distributeur veut désigner un
2 approvisionnement qui n'est pas déjà inscrit à son bilan d'énergie et qui est au-
3 delà des achats prévus sur les marchés de court terme.

9.2 Nous notons que le Tableau 3.3 (référence (ii)) qui offre une description des approvisionnements existants et prévus au bilan en énergie et en puissance du Distributeur ne comporte pas de description des approvisionnements de long terme. Afin d'avoir une vision complète de l'ensemble des outils d'approvisionnement du Distributeur, veuillez fournir une description détaillée des approvisionnements de long terme mentionnés à la référence (iii).

Réponse :

4 La ligne « approvisionnements de long terme » dans les bilans d'énergie et de
5 puissance fait partie des approvisionnements additionnels qui doivent être
6 acquis.

9.2.1. Veuillez confirmer que le Distributeur procédera à une procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements de long terme.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme qu'il doit procéder par appel d'offres pour acquérir de**
2 **nouveaux approvisionnements de long terme.**

9.2.2. Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez indiquer à quel moment le Distributeur compte initier le processus d'appel d'offres pour ces besoins en énergie et en puissance.

Réponse :

3 **Comme précisé dans le Plan d'approvisionnement, les appels d'offres doivent**
4 **être lancés au moins quatre ans avant la mise en service des installations**
5 **visées. Le Distributeur suit de près l'évolution de l'équilibre offre-demande et**
6 **s'assurera de lancer les démarches appropriées pour la mise en place de**
7 **nouveaux approvisionnements en tenant compte des délais anticipés. Selon les**
8 **bilans du Plan d'approvisionnement, les démarches devraient donc être**
9 **entreprises d'ici deux ans à trois ans.**

9.2.3. Veuillez indiquer si le Distributeur compte favoriser la production d'électricité à l'aide d'énergie renouvelable comme la biomasse, l'hydrogène ou l'utilisation de biocarburant.

Réponse :

10 **L'article 74.1⁴ de la LRÉ indique que la procédure d'appel d'offres et d'octroi**
11 **pour les achats d'électricité⁵ établie par le Distributeur et approuvée par la**
12 **Régie doit :**

13 **[...]**

14 **2. accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement à**
15 **moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des**
16 **besoins devront être satisfaits pour une source particulière**
17 **d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par**
18 **règlement du gouvernement ;**

19 **[...]**

20 **Toutefois, le Distributeur précise que la grille d'analyse peut comporter des**
21 **critères de nature non-monnaire, comme par exemple celui sur le**
22 **développement durable. Ces critères, qui doivent être approuvés par la Régie,**
23 **peuvent permettre de favoriser certaines filières énergétiques.**

⁴ <http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=5&file=2000C22F.PDF>

⁵ http://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/proc_240701_fr.pdf

9.2.4. En ce qui a trait aux besoins de long terme en puissance, veuillez indiquer si le Distributeur compte prendre en considération les contraintes des réseaux de distribution et de transport afin de limiter les investissements dans ces réseaux. Si la réponse est affirmative, veuillez indiquer si le Distributeur compte considérer l'utilisation de batteries et/ou de piles à combustible.

Réponse :

1 **Lors des appels d'offres, le Distributeur tient compte des coûts engendrés par**
2 **les offres reçues, comme par exemple les coûts de transport ou les coûts**
3 **d'équilibrage, comme c'est le cas pour les approvisionnements éoliens.**

4 **Par ailleurs, toutes les sources d'approvisionnement qui respecteront les**
5 **critères approuvés dans le cadre des appels d'offres pourront se qualifier pour**
6 **répondre aux besoins du Distributeur.**

9.2.5. Veuillez indiquer si le plan d'approvisionnement inclut des mesures pour soutenir le développement de l'hydrogène propre mentionné à la référence (iv). Le cas échéant, veuillez décrire ces mesures.

Réponse :

7 **La prévision des besoins du Plan d'approvisionnement prend en compte les**
8 **informations sur les demandes de raccordement de projets de production**
9 **d'hydrogène déposées auprès du Distributeur.**

10 **À ce jour, le Distributeur n'est pas au fait de l'existence de mesures**
11 **particulières visant à soutenir ce secteur. Cependant, il restera à l'affût et, si de**
12 **telles mesures sont mises en place, le Distributeur les évaluera aux fins**
13 **d'intégration dans sa prévision.**

10. **Référence :**
- (i) **Pièce B-0009, page 17, Tableau 3.1**
 - (ii) **R-9001-2018, Rapport annuel 2018 du Distributeur, pièce B-0011, page 3**
 - (iii) **R-9001-2018, Rapport annuel 2018 du Distributeur, pièce B-0011, page 5**

Préambule :

Référence (i) :

**TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE**

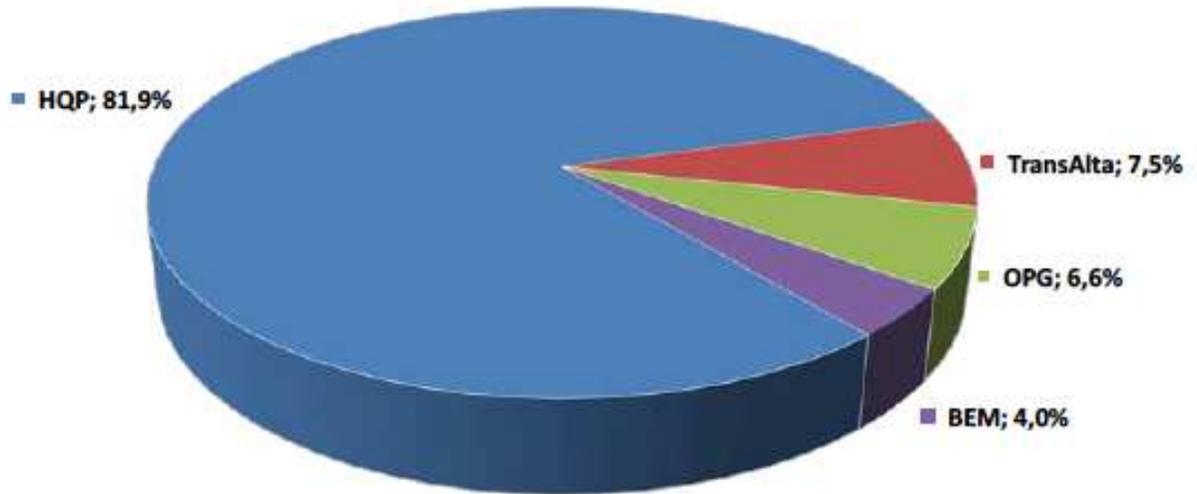
En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	174,9	176,4	176,8	177,7	177,1	175,7	177,3	178,5	178,3
Base et cyclable - HQP	3,5	3,6	3,8	3,9	3,9	4,0	3,9	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	-	-	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,6	3,0	3,0	3,1	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	3,7	3,9	4,1
▪ Dont achats en hiver	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	-	0,7	2,1	2,6
<i>Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)</i>	<i>6,3</i>	<i>3,9</i>	<i>2,5</i>	<i>2,0</i>	<i>1,2</i>	<i>1,7</i>	<i>3,1</i>	<i>1,5</i>	<i>0,4</i>	<i>0,6</i>

Référence (ii) :

« La dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements de court terme constitue un outil important de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur pour faire face aux déséquilibres ponctuels, en raison d'aléas climatiques ou de pannes d'équipement de transport. Elle permet des ajustements fins à l'équilibre entre l'offre et la demande, minimisant ainsi l'utilisation de l'entente globale cadre. Le Distributeur présente, dans cette pièce, le bilan de l'utilisation de la dispense en 2018. » (Nos soulignés)

Référence (iii) :

**FIGURE 2 :
RÉPARTITION PAR FOURNISSEURS DES ACHATS D'ÉNERGIE EFFECTUÉS
AU MOYEN DE TRANSACTIONS BILATÉRALES EN 2018**



Demandes :

10.1 Veuillez indiquer si les approvisionnements provenant des marchés de court terme prévu à la référence (i) seront pour des périodes de trois (3) mois et moins.

Réponse :

1 Les achats sur les marchés de court terme sont en effet réalisés pour des
2 périodes de trois mois et moins. Toutefois, une partie des achats inscrits au
3 bilan d'énergie à titre d'achats sur les marchés de court terme pourrait être
4 couverte par des approvisionnements de long terme. En effet, lorsque de
5 nouveaux approvisionnements de long terme seront acquis, leur contribution
6 attendue sera alors inscrite au bilan. Ces nouveaux approvisionnements de
7 long terme réduiront vraisemblablement les achats de court terme anticipés,
8 dégageant ainsi une marge de manœuvre pour faire face aux aléas de la
9 demande.

10.2 Veuillez fournir la répartition mensuelle des approvisionnements de court terme qui se trouve à la référence (i) pour l'ensemble des années du plan.

Réponse :

10 Le Distributeur considère que les informations déjà déposées, notamment les
11 achats prévus en hiver pour l'ensemble des années du Plan, de même que les
12 données horaires (pièce B-0011 [Exigences]) respectent les critères de dépôt et

1 **sont suffisantes aux fins de l'exercice que constitue l'analyse d'un plan**
2 **d'approvisionnement. Voir également la réponse à la question 10.1.**

10.3 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit recourir à la dispense d'appel d'offres de manière systématique pour combler les besoins prévus à son plan d'approvisionnement. Le cas échéant, veuillez justifier ce choix.

Réponse :

3 **Conformément à son objet, le Distributeur a recours à la dispense pour**
4 **effectuer des achats afin de rétablir des déséquilibres ponctuels entre l'offre et**
5 **la demande, découlant d'aléas prévisionnels ou climatiques ou de pannes**
6 **d'équipement de transport.**

7 **La dispense offre ainsi une grande flexibilité dans l'établissement des**
8 **stratégies d'approvisionnement par l'achat de produits de très court terme qui**
9 **permet des ajustements fins pour rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande**
10 **prévue.**

Voir également la réponse à la question 10.1.

10.4 Veuillez indiquer à quel prix moyen, pour chaque année du plan, le Distributeur anticipe payer pour les approvisionnements de court terme.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 61.6 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7.**

10.5 À la référence (ii), il est indiqué que le recours à la dispense d'appel d'offres est un outil pour faire face à des déséquilibres ponctuels en raison d'aléas climatiques ou de pannes d'équipements de transport. Veuillez indiquer si le distributeur a changé son interprétation de cet outil d'approvisionnement.

Réponse :

12 **Voir les réponses aux questions 10.1 et 10.3.**

10.6 À la référence (iii), nous notons une forte prédominance de l'affilié du Distributeur (HQP) comme fournisseur des marchés de court terme. Veuillez indiquer comment le Distributeur peut assurer à la Régie qu'il ne favorisera pas son affilié au détriment des autres producteurs pour les approvisionnements de court terme importants prévus au plan d'approvisionnement.

Réponse :

1 Avant de retenir le ou les fournisseurs pour des achats en mode bilatéral, le
2 Distributeur soumet ses intentions d'achat à plusieurs joueurs du marché (au
3 minimum trois) afin de comparer les offres entre elles et ainsi obtenir le meilleur
4 prix. Le Distributeur compare également tous les prix obtenus à ceux attendus
5 sur les différentes bourses énergétiques.

6 Outre le rapport annuel sur l'utilisation de la dispense (références (ii) et (iii)), le
7 Distributeur dépose annuellement le suivi de la dispense à la Régie. Le détail
8 des transactions bilatérales réalisées avec les fournisseurs et sur les bourses
9 énergétiques y sont présentées ainsi que le prix de référence et le prix obtenu.
10 Pour y accéder suivre le lien ci-dessous et y consulter Autres suivis :

11 http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/TermElecDistrPlansAppro_Suivis.html

10.7 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur ne devance pas la mise en place d'un processus d'appel d'offres de long terme afin de ne pas recourir de manière systématique au marché de court terme.

Réponse :

12 Les achats sur les marchés de court terme constituent un approvisionnement
13 qui comporte une grande flexibilité pour répondre aux besoins. Leur utilisation
14 anticipée, jumelée aux approvisionnements de long terme, permet d'assurer
15 l'équilibre entre l'offre et la demande et contribuera à faire face aux variations
16 dans les besoins qui pourront survenir sur la période du Plan.

17 Voir également la réponse à la question 10.3.

11. Référence : (i) Pièce B-0009, page 18, Tableau 3.2

(ii) Pièce B-0024, page 19, Tableau R-7.3

Préambule :

Référence (i) :

TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 745	3 817	3 915	3 997	4 051	4 086	4 088	4 115	4 143
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 445	43 234	44 013	44 464	44 812	45 106	45 225	45 152	45 402	45 666
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	1 100	1 450	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 315	1 779	2 217	2 491	2 838	2 983	3 004	2 751	2 781	2 815
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	315	779	1 217	1 411	1 658	1 683	1 584	1 331	1 361	1 395
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	25	375	682	682	682	636	479	173	173	173
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	80	180	300	420	420	420	420
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	400	650	850	850	950	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	350	600	1 500	1 800

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

Référence (ii) :

**TABLEAU R-7.3 :
BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 662	3 730	3 817	3 918	4 001	4 058	4 088	4 099	4 126	4 154
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 439	43 112	43 756	44 211	44 562	44 863	45 095	45 127	45 378	45 641
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	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 309	1 465	1 596	1 970	2 317	2 510	2 538	2 592	2 622	2 656
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	309	465	596	790	1 037	1 090	1 118	1 172	1 202	1 236
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	180	280	420	420	420	420	420
- Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	200	340	340	340	340	340
- Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	750	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	100	300	700	1 600	1 950

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

Demands :

11.1 Veuillez indiquer les modifications apportées au bilan en puissance de la référence (i) qui se retrouve à la référence (ii) pour chacune des lignes ayant subi des modifications.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 20.1 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7.

11.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne prévoit pas recourir aux approvisionnements de long terme au bilan de la référence (ii) lorsque la contribution des marchés de court terme atteint 1 100 MW en 2022-2023.

Réponse :

1 **Le Distributeur estime être en mesure de s'approvisionner à hauteur de**
2 **1 100 MW sur les marchés de court terme de puissance.**

11.3 Veuillez décrire ce que représente la ressource en puissance appelée « Bonification
 électricité interruptible » à la référence (ii).

Réponse :

3 **Le Distributeur prévoit apporter des modifications aux options d'électricité**
4 **interruptible dans le but d'accroître la participation de sa clientèle à ces**
5 **mesures. La contribution inscrite au bilan de puissance correspond à l'ajout**
6 **anticipé.**

7 **Voir également les réponses aux questions 4.4 et 4.5 de la FCEI à la pièce**
8 **HQD-5, document 6.**

12. **Référence : (i) Pièce B-0009, page 17, Tableau 3.1**

Préambule :

Référence (i)

**TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE**

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	174,9	176,4	176,8	177,7	177,1	175,7	177,3	178,5	178,3
Base et cyclable - HQP	3,5	3,6	3,8	3,9	3,9	4,0	3,9	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	-	-	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,6	3,0	3,0	3,1	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	3,7	3,9	4,1
• Dont achats en hiver	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	-	0,7	2,1	2,6
<i>Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)</i>	6,3	3,9	2,5	2,0	1,2	1,7	3,1	1,5	0,4	0,6

Demandes :

12.1 Veuillez confirmer que la baisse de l'apport en énergie provenant des ressources éoliennes relatée au tableau 3.1 (référence (i)) résulte de la fin de certains contrats d'approvisionnement.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

12.2 Veuillez indiquer quelle est la stratégie du Distributeur pour pallier à cette baisse de ressource énergétique.

Réponse :

2 **Voir les réponses aux questions 9.2.1 et 9.2.3. Dans le cadre réglementaire**
3 **actuel, le Distributeur n'est pas en mesure de favoriser une source**
4 **d'approvisionnement plutôt qu'une autre.**

12.3 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage utiliser les ressources éoliennes disponibles provenant des parcs éoliens ayant atteint la fin des périodes contractuelles de 20 ans. Si la réponse est affirmative, veuillez indiquer comment le Distributeur anticipe y avoir accès.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 12.2.

HILO

13. Référence : (i) Pièce B-0017, page 7, lignes 11 à 21
 (ii) Pièce B-0009, page 18, Tableau 3.2

Préambule :

Référence (i) :

« Cela dit et comme mentionné au tableau 3.3 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009), Hilo privilégiera dans une première phase le contrôle à distance des thermostats intelligents des clients résidentiels participants pour réduire la demande résidentielle d'électricité en pointe (charge de chauffage de l'espace), soit l'usage ayant actuellement le plus grand potentiel de réduction de puissance. Le contrôle des charges de chauffage de l'eau pourra éventuellement s'ajouter.

Le Distributeur comprend que l'agrégateur prévoit, dans une deuxième phase, élargir son offre avec d'autres produits et services, notamment dans les secteurs de la mobilité électrique, du stockage intelligent et de l'autoproduction solaire.

Le Distributeur note que l'introduction graduelle de nouvelles offres technologiques par Hilo lui permettra d'atteindre les cibles de réduction de puissance croissantes prévues au Plan. » (Nos soulignés)

Demandes :

- 13.1 À la référence (i), le Distributeur mentionne l'existence d'une deuxième phase dans l'offre de puissance en provenance de la filiale d'Hydro-Québec, Hilo. Veuillez indiquer quelle portion du 621 MW de puissance relatée à la référence (ii) est liée à la deuxième phase.

Réponse :

2 **Le Distributeur rappelle qu'Hilo doit, de la façon qu'elle le souhaite et dans le**
3 **respect des clauses contractuelles, atteindre les cibles annuelles d'effacement**
4 **convenues avec le Distributeur. Le choix des technologies et le rythme de**
5 **déploiement des mesures pour atteindre ces cibles lui reviennent entièrement.**
6 **Toutefois, selon les prévisions réalisées au moment de l'élaboration du Plan**
7 **d'approvisionnement 2020-2029, une part de 40 % des 621 MW prévus à**

1 l'horizon 2029 pourrait provenir des technologies visées pour une seconde
2 phase. Cette part pourrait évoluer selon la réception du marché pour les offres
3 d'Hilo et l'évolution des technologies.

14. Référence : (i) Pièce B-0024, page 37, lignes 1 à 7
(ii) Pièce B-0009, page 18, Tableau 3.2
(iii) Pièce B-0024, page 38, lignes 1 à 10

Préambule :

Référence (i) :

« Demandes :

10.1 Veuillez confirmer que, par rapport à l'état d'avancement de 2018 dont le bilan en puissance est présenté en référence (ii), le report de deux ans des besoins en approvisionnement de long terme soit de 2023-2024 à 2025-2026 selon le présent Plan, s'expliquent essentiellement par l'effacement dû à l'introduction du programme Hilo et de l'effacement découlant des moyens additionnels potentiels.

Réponse :

Le Distributeur confirme que l'ajout de nouveaux moyens de gestion de la demande de puissance, avec notamment Hilo et les moyens additionnels potentiels, permet de compenser la hausse des besoins en puissance et de reporter de deux ans, par rapport à l'état d'avancement 2018, le besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme.

De ce fait, le retrait de ces moyens au bilan aurait pour conséquence le devancement du besoin pour un nouvel approvisionnement en puissance. »

Référence (iii) :

« Demandes :

10.1.2 Veuillez élaborer sur le rôle critique de ces deux initiatives et de leur succès dans l'évaluation du plan d'approvisionnement 2020-2029.

Réponse :

Les nouveaux moyens de GDP intégrés au bilan de puissance jouent effectivement un rôle important dans l'atteinte de l'équilibre offre-demande en puissance.

*Le Distributeur priorise la réduction des besoins avant l'acquisition de nouveaux approvisionnements possiblement coûteux et requérant des engagements à long terme. Pour ce faire, le Distributeur mise sur l'offre d'Hilo, avec le déploiement d'offres technologiques adaptées pour répondre aux besoins en pointe, ainsi que sur des modifications aux options d'électricité interruptible et au programme GDP Affaires dans le but d'accroître la participation de sa clientèle à ces différentes mesures. »
(Nos soulignés)*

Demandes :

14.1 Veuillez justifier et soutenir, à l'aide d'analyses économiques détaillées, que l'impact tarifaire est réduit par la substitution d'un appel d'offres de long terme par des moyens de gestion de la demande de puissance provenant de Hilo.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 10.19 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024).**

14.2 Veuillez indiquer quelle est la valeur moyenne (kW-année) de la puissance offerte au Distributeur par Hilo pour chacune des années du plan (période de 2019-2020 à 2029-2020) tel que répertorié à la référence (ii).

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 10.19 de la demande de renseignements n° 1 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024).**

5 **Voir également la réponse à la question 4.1 de la demande renseignements n° 1**
6 **de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3, de même que la réponse à la**
7 **question 4.1 du ROEE à la pièce HQD-5, document 8.**

14.3 Veuillez définir « nouveaux approvisionnements » à la référence (iii). Veuillez indiquer quel type de ressources serait envisagé par le Distributeur pour la fourniture de puissance provenant d'un processus d'appel d'offres de long terme.

Réponse :

8 **À la référence (iii), par « nouveaux approvisionnements », le Distributeur veut**
9 **désigner des approvisionnements qui ne sont pas déjà inscrits à son bilan de**
10 **puissance et qui sont au-delà des achats prévus sur les marchés de court**
11 **terme.**

12 **Voir également la réponse à la question 9.2.3.**

14.4 Veuillez indiquer si le Distributeur estime que les mesures de réduction de puissance prévues au plan d'approvisionnement ont un prix moyen inférieur à des nouveaux approvisionnements provenant d'un processus d'appel d'offres. Veuillez fournir les hypothèses de prix (\$/kW-année) par type de ressources ou programmes retenu par le Distributeur dans son bilan en puissance (voir référence (ii)).

Réponse :

1 **En ce qui a trait au coût des mesures, voir la réponse à la question 3.3 de CQ3E**
2 **à la pièce HQD-5, document 5.**

3 **Quant au coût des nouveaux approvisionnements, l'hypothèse utilisée aux fins**
4 **des analyses est le coût évité de fourniture de long terme, soit 115 \$/kW.**

15. **Référence : (i) Pièce B-0024, page 47, lignes 5 à 11**

Préambule :

« 10.18 Veuillez préciser la période qui sera couverte par le contrat de la référence (ix), entre Hilo et le Distributeur, en précisant le nombre d'années pour lesquelles Hilo sera tenu de respecter des cibles précises de réduction de puissance.

Réponse :

Le contrat entre Hilo et le Distributeur couvre une période de 10 ans. Les réductions de puissance présentées au Plan sont des cibles qui seront confirmées annuellement, par un engagement ferme. Pour les raisons mentionnées en réponse à la question 10.6, de l'avis du Distributeur, elles sont réalistes et atteignables.

Le Distributeur déposera d'ailleurs une mise à jour de ces cibles dans le cadre des prochains états d'avancement du Plan. » (Nos soulignés)

Demandes :

15.1 Veuillez fournir le contrat conclu entre Hilo et le Distributeur.

Réponse :

5 **Voir l'annexe A de la pièce HQD-5, document 3.**

16. Référence : (i) Pièce B-0024, page 48 et 49, lignes 1 à 34 et lignes 1 à 3

Préambule :

« 10.19 Veuillez fournir le coût global prévu pour le Distributeur, pour les 3 premières années du programme Hilo, par kW effacé.

Réponse :

Le déploiement d'une gamme de services centrés sur la maison intelligente fait partie des actions priorisées par Hydro-Québec dans son Plan stratégique 2020-2024 pour accroître son offre auprès de sa clientèle et augmenter sa satisfaction. Hydro-Québec considère le service offert par Hilo comme une activité structurante dans son offre de services en permettant aux clients participants de contribuer de façon concrète à la transition énergétique en ayant accès à divers services de domotique leur permettant de participer à l'effort collectif de réduction de la consommation énergétique. Ce service permet en outre de répondre à la demande des clients qui souhaitent qu'Hydro-Québec aille plus loin dans son offre et les accompagne dans l'introduction des nouvelles technologies et dans la gestion de leur consommation énergétique, et ce, en maintenant de hauts standards en matière de confidentialité des données personnelles.

Pour le Distributeur, dont les besoins en puissance à approvisionner sont en croissance, Hilo donne accès à un nouveau moyen d'approvisionnement flexible, sûr et parfaitement adapté à ses besoins, auprès d'un bassin de clients non encore exploité par les moyens actuellement disponibles.

Conscient des coûts importants liés au développement d'un tel service, le Distributeur souligne que son lancement coïncide avec le début d'un cycle de plafonnement des tarifs pour les quatre prochaines années, ce qui implique que la clientèle ne sera pas affectée par les coûts du service pendant cette période. En fait, ces coûts ne seront intégrés aux revenus requis du Distributeur qu'en 2025, soit lorsque le service d'Hilo aura atteint une certaine maturité et que le Distributeur pourra en tirer le maximum de bénéfices.

Dans l'intervalle, le Distributeur s'est appliqué à obtenir un prix représentatif des coûts évités de long terme et travaille à estimer les bénéfices pour le réseau et environnementaux plus difficilement quantifiables à ce stade mais rendus possibles par les technologies mises en place par Hilo. Le déploiement de cette infrastructure technologique pérenne en aval du compteur par Hilo permettra d'élargir graduellement la gamme de services selon les besoins du réseau d'Hydro-Québec. Cette infrastructure permettra en outre d'accueillir davantage de ressources énergétiques distribuées auprès de sa clientèle sans mettre à risque le réseau et la fiabilité du service d'Hydro-Québec, le tout, dans le respect de hauts standards de sécurité.

Le Distributeur est d'avis que le prix payé pour un tel service doit demeurer confidentiel, puisque commercialement sensible, particulièrement dans le contexte où il existe peu de joueurs dans ce marché en émergences. » (Nos soulignés)

Demandes :

16.1 Doit-on comprendre des propos du Distributeur (référence (i)) que dans un contexte de tarification aux coûts de service annuels, les coûts importants du développement du service Hilo auraient eu un impact tarifaire à la hausse ?

Réponse :

1 **D'emblée, le Distributeur mentionne qu'il ne paie pas directement de coûts de**
2 **développement puisque ceux-ci sont assumés par Hilo.**

3 **L'impact du service offert par Hilo sur les revenus requis du Distributeur est**
4 **tributaire de deux facteurs, dont les effets sont opposés :**

- 5 • **d'une part, les coûts associés au service, assimilables à ceux de**
6 **mesures telles que le programme GDP Affaires ou les options**
7 **d'électricité interruptible ;**
- 8 • **d'autre part, la réduction des coûts d'approvisionnement (moyens de**
9 **puissance de court et long termes) et de la pression sur les besoins des**
10 **réseaux de transport et de distribution.**

11 **Comme tout nouveau produit ou programme, une période de mise en place et**
12 **de rodage est nécessaire. À court terme, il existe donc une certaine incertitude**
13 **quant à la réaction des clients à l'offre d'Hilo et aux impacts effectifs sur la**
14 **réduction de la pointe. Par ses propos cités en préambule, le Distributeur**
15 **souhaitait simplement souligner que la période de plafonnement des tarifs qui**
16 **s'amorce permet à ses clients d'être immunisés contre les aléas associés à la**
17 **mise en place de ce nouveau service.**

16.2 Le Distributeur mentionne que les services de Hilo sont offerts à un prix représentatif du coût évité de long terme (115 \$/kW-an pour l'hiver 2025-2026⁶). Veuillez indiquer si le prix effectif demandé pour les services de Hilo est inférieur ou supérieur au coût évité de long terme.

Réponse :

18 **Voir la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
19 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

⁶ Pièce B-0032, page 6, ligne 18.

16.3 Veuillez indiquer si les ressources énergétiques distribuées mentionnées par le Distributeur au 4^e paragraphe de la référence (i) représentent un approvisionnement post-patrimonial. Veuillez justifier la réponse.

Réponse :

1 **Les ressources énergétiques décentralisées, en aval du compteur des clients,**
2 **pourraient permettre d'élargir l'offre d'Hilo mais ne changeraient pas la nature**
3 **du service rendu au Distributeur par cette dernière, en vertu du contrat actuel.**
4 **Elles ne constitueraient donc pas un approvisionnement au sens de**
5 **l'article 74.1 de la LRÉ.**

16.4 Au dernier paragraphe de la référence (i), il est mentionné qu'il existe d'autres joueurs dans ce marché émergent. Veuillez indiquer si le Distributeur a contacté ces autres joueurs afin d'avoir une offre de service pouvant répondre aux besoins du Distributeur?

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 2.5 de la demande de renseignements n° 1 de**
7 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

COÛTS ÉVITÉS

17. **Référence : (i) Pièce B-0032, page 5, lignes 4 à 7**

Préambule :

« Ce complément de preuve constitue une actualisation des coûts évités approuvés par la Régie dans sa décision D-2019-027 (aux paragraphes 330, 340, 351 et 360). Cette actualisation tient compte, notamment, de la mise à jour de l'état de l'équilibre offre-demande en énergie et en puissance, tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le Plan). » (Nos soulignés)

Demandes :

17.1 Veuillez indiquer si la mise à jour mentionnée à la référence (i) tient compte du résultat de l'appel de propositions A/P 2019-01 (usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs). Le cas échéant, veuillez indiquer comment ce résultat a impacté l'estimation des coûts évités du Distributeur.

Réponse :

8 **La mise à jour mentionnée à la référence (i) ne tient pas compte du résultat de**
9 **l'appel de propositions A/P 2019-01.**

18. **Références :** (i) **Pièce B-0032, page 5, lignes 8 à 17**
(ii) **Dossier R-9001-2018, Rapport annuel du Distributeur 2018, pièce B-0011, pages 4 et 6, Tableaux 3 et 4**

Préambule :

Référence (i) :

« 2.1 *Signal de coût évité de l'énergie*

Le bilan d'énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins en énergie, qui surviennent essentiellement en hiver. Sur cette période, le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût des achats sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

- *2020 à 2026 inclusivement :*
 - *le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation;*
 - *le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation.*

[...] » (Nos soulignés)

Référence (ii) :

TABLEAU 3 :
SOMMAIRE DES TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ
RÉALISÉES EN 2018 PAR FOURNISSEURS¹

Fournisseurs	Produits	Nombre de transactions	Quantités (MWh)	Prix (\$CAN/MWh)	Coûts (\$CAN)
Hydro-Québec Production	Pointe	38	203 475	59,33 \$	12 071 803 \$
Hydro-Québec Production	24 heures	12	208 200	103,38 \$	21 523 028 \$
Hydro-Québec Production	Hors-Pointe	2	12 300	95,68 \$	1 176 878 \$
TransAlta Energy Marketing Corp.	Pointe	5	10 300	75,35 \$	776 100 \$
TransAlta Energy Marketing Corp.	24 heures	3	28 655	104,65 \$	2 998 885 \$
Ontario Power Generation	Pointe	1	2 125	195,00 \$	414 375 \$
Ontario Power Generation	24 heures	5	31 843	127,09 \$	4 047 030 \$
Énergie Brookfield Marketing SEC	24 heures	4	20 800	145,31 \$	3 022 378 \$
Total		70	517 698	88,91 \$	46 030 477 \$

¹ Les transactions sont effectuées soit en \$ CAN, soit en \$ US. Aux fins de présentation, les montants et les prix unitaires sont exprimés en \$ CAN.

TABLEAU 4 :
SOMMAIRE DES TRANSACTIONS D’ACHAT SUR LES BOURSES ÉNERGÉTIQUES EN 2018

Bourse	Produit	Nombre de transactions	Quantité totale MWh	Prix \$CAN/MWh
IESO	RT	44	141 304	60,55 \$
NE ISO	DAM	4	5 214	243,94 \$
NY ISO	DAM	47	116 202	114,57 \$
NY ISO	RT	11	17 965	175,38 \$
Total		106	280 685	93,67 \$

»

Demandes :

18.1 Veuillez concilier la valeur du signal de coût évité utilisée par le Distributeur pour la période hivernale de 4,8¢/kWh (référence (i)) et le coût réel moyen des achats d’électricité effectués en 2018 pour répondre aux besoins hivernaux, soit 9,06¢/kWh (référence (ii) : moyenne pondérée des transactions bilatérales et des achats sur les bourses énergétiques).

Réponse :

1 **Il s’agit de deux concepts distincts difficilement comparables.**

2 **Le Distributeur rappelle que le coût évité (coût marginal) estime le coût**

3 **prospectif associé à une variation à la marge de la demande. Le coût moyen**

4 **réel représente quant à lui le coût moyen payé pour une certaine quantité**

5 **achetée d’énergie. Ce coût moyen reflète notamment les conditions dans**

6 **lesquelles les achats ont été effectués : conditions climatiques et de marché,**

7 **stratégie d’approvisionnement du Distributeur et des fournisseurs et autres**

8 **facteurs susceptibles d’influencer le prix réel des achats.**

19. Référence : (i) Pièce B-0032, page 8, lignes 11 à 16

Préambule :

Référence (i) :

« Ainsi, ses coûts d’approvisionnement en puissance de court terme incluent une prime par rapport au prix sur le marché. Historiquement, le prix payé par le Distributeur peut être jusqu’à cinq fois plus élevé que celui de l’encan. Lors du dernier appel d’offres pour de la puissance de court terme, en novembre 2019, le Distributeur a payé environ trois fois le prix de l’encan du marché de New York. » (Nos soulignés)

Demandes :

19.1 Veuillez fournir l'ensemble des documents fournis au participant pour l'appel d'offres de novembre 2019.

Réponse :

1 **Les documents demandés sont présentés à l'annexe A.**

19.2 Veuillez fournir les résultats détaillés de l'appel d'offres mentionné à la référence (i), à savoir :

19.2.1. Quantité de puissance recherchée et période visée (ex. : 200 MW pour décembre 2019, 300 MW pour janvier 2020, 250 MW pour février 2020 et 150 MW pour mars 2020);

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 19.1 et la réponse à la question 16.1 de l'AHQ-ARQ**
3 **à la pièce HQD-5, document 2.**

19.2.2. Liste des participants;

Réponse :

4 **Le Distributeur ne peut fournir cette information de nature confidentielle.**
5 **Toutefois, tous les participants ayant une convention de transaction**
6 **d'électricité (EEI) avec le Distributeur ont été contactés.**

19.2.3. Prix et quantités mensuels offerts de puissance pour chaque participant;

Réponse :

7 **Le Distributeur ne peut fournir cette information de nature confidentielle. Voir**
8 **la réponse à la question 16.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

19.2.4. Prix et quantités mensuels des offres de puissance acceptées.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 16.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

19.3 Veuillez indiquer la/les source(s) et le calcul du prix de l'encan du marché de New York mentionné à la référence (i).

Réponse :

1 **Le prix indiqué représente le résultat de l'encan mensuel du *Installed Capacity***
2 ***Market (ICAP)* du NYISO pour la zone ROS (*Rest of state*) pour le mois visé par**
3 **l'appel d'offres.**

4 **Les résultats des encans mensuels sont disponibles ici :**

5 **http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do**

20. **Référence : (i) Pièce B-0032, page 9, lignes 1 à 10**

Préambule :

Référence (i) :

« 3.2 Application des coûts évités

Aux fins des analyses économiques, les coûts évités sont sollicités pour aider à la prise de décision. L'application des coûts évités aux différents programmes de gestion de la puissance se base sur le service rendu par ces derniers. Contrairement aux programmes en efficacité énergétique, qui assurent un effacement permanent de la charge, les différents programmes de gestion de la demande en puissance n'assurent pas automatiquement un report des investissements en croissance sur les réseaux de transport et de distribution. Pour être en mesure de s'appuyer sur un signal pertinent, certains critères doivent être considérés pour attribuer les coûts évités de transport et de distribution. Ces critères ont été déterminés avec les planificateurs des réseaux de transport et de distribution dans le cadre du comité technique. » (Nos soulignés et référence omise)

Demandes :

20.1 Veuillez indiquer si le Distributeur considère prendre en considération les coûts évités quand il planifie l'acquisition de nouvel approvisionnement de long terme par appel d'offres.

20.1.1. Le cas échéant, veuillez indiquer quels seront les critères envisagés (ex. : localisation des ressources en puissance pour réduire les besoins en investissement sur les réseaux de distribution et de transport d'Hydro-Québec, utilisation de moyen d'entreposage comme la production d'hydrogène en période hors pointe et l'utilisation de piles à combustible pour produire de l'électricité en période de pointe).

Réponse :

6 **Dans un processus d'appel d'offres, le Distributeur compare le coût des**
7 **différentes offres reçues, incluant les autres coûts relatifs à l'intégration des**

- 1 nouveaux approvisionnements (les coûts de transport, par exemple). Le coût
2 évité n'est alors pas considéré.
- 3 Le Distributeur déposera au moment opportun les demandes d'approbation
4 requises auprès de la Régie, notamment pour les caractéristiques des produits
5 recherchés et les critères d'analyse, le cas échéant.

RÉSEAUX AUTONOMES

21. Référence : (i) Pièce B-0031, page 4, Figure 1

Préambule :

Référence (i) :

**FIGURE 1 : CRITÈRES DE SÉLECTION APPLICABLES AUX PROJETS DE CONVERSION
DES RÉSEAUX AUTONOMES À DES ÉNERGIES RENOUVELABLES**



Demandes :

21.1 Veuillez indiquer si le critère de réduction des coûts d'approvisionnement mentionné à la référence (i) prendra en considération, le cas échéant, les coûts d'interconnexion des réseaux autonomes (ex. : investissement sur le réseau de TransÉnergie).

Réponse :

1 **Oui, les coûts des investissements sur le réseau de transport seront pris en**
2 **compte.**

21.2 Veuillez indiquer comment le Distributeur entend évaluer le critère de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le cas où il y a un raccordement au réseau principal d'un réseau autonome.

Réponse :

3 **Le Distributeur évalue la réduction des émissions de GES en comparant le**
4 **scénario du projet de raccordement au scénario statu quo.**

22. **Référence : (i) Pièce B-0031, page 4, lignes 4 à 7**

Préambule :

Référence (i) :

« Le Distributeur pourra se prononcer davantage sur le critère de réduction des coûts au terme de l'avant-projet actuellement en cours. En effet, compte tenu de la période qui s'écoulera d'ici le dépôt de la demande d'autorisation, diverses spécificités techniques pourraient évoluer. » (Nos soulignés)

Demandes :

22.1 Veuillez expliquer ce que signifie l'expression « *dépôt de la demande d'autorisation* » mentionnée à la référence i).

Réponse :

5 **Par cette expression, le Distributeur indique le dépôt à la Régie d'une demande**
6 **d'autorisation d'investissement dans la catégorie de croissance des besoins**
7 **du Transporteur, conformément à l'article 73 de la LRÉ.**

23. Référence : (i) Pièce B-0031, page 4, lignes 18 à 20
(ii) Pièce B-0010, page 26, lignes 6 à 10
(iii) Pièce B-0010, page 74, Tableau 7.5-1-A

Préambule :

Référence (i) :

« Afin d'assurer la fiabilité en puissance, la centrale thermique actuelle sera maintenue en réserve et permettra d'alimenter le réseau en cas d'indisponibilités (maintenance, pannes) du lien avec le réseau intégré. » (Nos soulignés)

Référence (ii) :

« L'augmentation marquée des besoins jusqu'en 2025 pour les Îles-de-la-Madeleine s'explique par la conversion progressive des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité en vue du raccordement au réseau intégré. Une fois les réseaux autonomes raccordés au réseau intégré, ceux-ci sont exclus des calculs, ce qui explique les variations observées dans les tableaux 3.1 et 3.2. » (Nos soulignés)

Référence (iii) :

**TABLEAU 7.5-1-A :
BILAN EN PUISSANCE – CAP-AUX-MEULES**

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoin en puissance à la pointe	43,71	44,62	45,45	46,25	47,00	47,74				
Puissance installée	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04				
Puissance garantie ¹	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28				
Réserve en puissance	6,57	5,67	4,83	4,04	3,29	2,54				

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.
1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interrompible, le cas échéant.

Demandes :

- 23.1 Veuillez indiquer si le Distributeur anticipe une accélération de la conversion des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité (voir la référence (i)) une fois le raccordement des Îles-de-la-Madeleine complété.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur anticipe effectivement une accélération de la conversion des**
2 **systèmes de chauffage.**

- 23.2 Afin de s'assurer que le maintien de la centrale thermique de Cap-aux-Meules (référence (iii)), soit suffisant pour maintenir la fiabilité (référence (i)) de l'alimentation de la charge des Îles-de-la-Madeleine desservie par le réseau intégré, veuillez indiquer

quelle est la prévision annuelle des besoins en puissance pour les périodes hivernales de 2025/2026 à 2028/2029.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 69.1.2 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7.**
2 **Avec le raccordement du réseau, le critère de fiabilité sera modifié afin d'inclure**
3 **la puissance du lien vers le continent.**
4 **Le nouveau calcul sera :**
5 **$((11\ 174\ \text{kW} \times 6 + 80\ 000\ \text{kW}) - 80\ 000\ \text{kW}) * 0,9 = 60\ 340\ \text{kW}$**
6 **Soit la puissance totale de la centrale diesel (11 174 kW x 6), plus la puissance**
7 **du lien (80 000 kW), moins la puissance de l'élément le plus puissant**
8 **(80 000 kW), le tout multiplié par 90 %, est égal au nouveau critère de fiabilité à**
9 **la suite du raccordement (60 340 kW).**

24. **Référence : (i) Pièce B-0031, page 6, lignes 9 à 12**

Préambule :

Référence (i) :

« Réduction des coûts d'approvisionnement

Lors de son annonce en mai 2018, la réalisation du Projet pour 2025 permettait au Distributeur d'entrevoir une réduction de ses coûts d'approvisionnement. Afin de préciser l'ampleur de ces économies, il a demandé au Transporteur de réaliser un avant-projet afin d'obtenir une évaluation des coûts du scénario de raccordement. » (Nos soulignés)

Demandes :

24.1 Veuillez fournir les documents d'analyse qui ont mené le Distributeur à affirmer, lors de l'annonce de mai 2018, que le projet allait permettre d'entrevoir une réduction de coûts. Veuillez fournir les hypothèses utilisées (ex. : prix du mazout) pour parvenir à cette conclusion.

Réponse :

10 **Il est prématuré de fournir des résultats, ainsi que les hypothèses sous-**
11 **jacentes, des analyses sur des études en cours. Le Distributeur est d'avis que**
12 **le dépôt des résultats des analyses préliminaires, dont les coûts pourraient**
13 **varier en fonction des choix technologiques qui seront faits et des contraintes**
14 **du milieu, ne fournirait pas une évaluation juste, même à ce stade-ci, du Projet**
15 **et des options. Les éléments requis pour l'autorisation du Projet seront fournis**
16 **lors du dépôt de la demande par le Transporteur.**

24.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé d'autres alternatives (biomasse, bio-carburant, couplage éolien/batterie, solaire, etc.) pour le remplacement de la production d'électricité par la centrale thermique que le raccordement des Îles-de-la-Madeleine. Le cas échéant, veuillez lister ces alternatives et expliquer pourquoi celles-ci n'ont pas été considérées.

Réponse :

1 **Différents scénarios sont présentement à l'étude dans l'objectif de faire la**
2 **démonstration que le projet qui fera l'objet d'une demande d'autorisation sera**
3 **celui qui répondra le mieux aux quatre critères guidant la stratégie du**
4 **Distributeur pour les projets de conversion.**

24.3 Veuillez indiquer quelle est l'estimation du Distributeur, avec l'information dont il dispose actuellement, du coût des différents scénarios de raccordement envisagés.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 24.1.**

24.4 Veuillez confirmer que le scénario de raccordement au réseau principal va entraîner une demande d'autorisation d'investissement dans la catégorie de croissance des besoins du Transporteur à la Régie.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 22.1.**

ANNEXE A :
RÉPONSE À LA QUESTION 19.1

Request For Proposal (RFP)

Specifications for the product requested by HQD January 2020 and February 2020

Buyer:	HQD
Product requested:	Unforced Capacity (UCAP), as defined in Appendix 1.
Delivery Periods:	<ul style="list-style-type: none"> ➤ January 2020 ➤ February 2020
Type of Deliveries:	The requirements associated with this product - UCAP- are described in Appendix 1. HQD may call, in whole or in part, on the Energy associated with UCAP at any time, therefore, it shall be deliverable at all times when scheduled by HQD and shall be non-recallable. Schedules shall be provided by HQD at least thirty-four (34) hours prior to the day of delivery.
Quantity:	<p><u>January 2020:</u> up to 700 MW (in blocks of 50 MW).</p> <p><u>February 2020:</u> up to 700 MW (in blocks of 50 MW).</p> <p>For all the blocks submitted for a month, only one (1) block of 25 MW can be accepted. All the other blocks retained for that month must be blocks of 50 MW.</p> <p>HQD reserves the right to change the quantities.</p>
Delivery Points:	<p>Any other intertie with Hydro-Québec TransÉnergie's control area except:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ NE-HQT (Phase I / II) ➤ Interties between Québec and Ontario (unless the bidder can demonstrate that the offer complies with article 3.4 of Appendix 1) <p>HQD will secure Transmission Service on Hydro-Québec TransÉnergie's system from the delivery point elected by the bidder.</p>
Price for UCAP:	The bidder shall quote a fixed price in \$/kW-month applicable for each Delivery Period. A bid with a cost of electricity deemed to be non-competitive shall not be considered.

<p>Price for the Energy associated with UCAP:</p>	<p>The price applicable to the Energy associated with UCAP when scheduled by HQD shall be one of the prices listed below, plus a constant basis if specified by the bidder. The value of such basis may be positive or negative, and shall be constant for a Delivery Period.</p> <ul style="list-style-type: none"> - NYISO DAM Zone HQ_GEN_IMPORT (323601) - NYISO DAM Zone HQ_GEN_CEDAR_PROXY (323590) - ISO NE DAM Zone MASS HUB - HOEP - Fixed price
<p>Capacity Resource:</p>	<p>Eligible Capacity Resources are defined in Appendix 1. The Capacity Resources and related information associated with the UCAP offered shall be identified in the bid with the UCAP offered for each unit (a System Capacity bidder is not required to list its units).</p> <p>Following contracts award, the winning bidder will have to validate, at HQD's satisfaction, with the control area where the Capacity Resource is located that said resource comply with the requirements set forth in Appendix 1 and may ask bidders to provide supporting documents.</p>
<p>Selection of bids:</p>	<p>For each Delivery Period, bids are ranked according to the total cost of electricity (in \$/MWh) offered for each Delivery Period, including any other costs incurred by HQD.</p> <p>For the purpose of evaluation, a load factor of 5 % is used.</p> <p>The cost of electricity from the bidder of UCAP shall be determined as follows:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) The price of the UCAP component in \$/kW-month x 1000 ÷ (number of hours in the Delivery Period x 5 %), plus (ii) The forward price of the applicable elected market and its associated greenhouse gas emissions compliance cost (such as the Québec cap-and-trade system for greenhouse gas emissions allowances), plus (iii) The basis applicable to the Energy component as determined by the bidder in its offer.
<p>Submission of Bids:</p>	<p>Bids must be submitted by e-mail prior to 10:30 a.m. (EST), on Friday, November 15th, 2019.</p> <p>Phone number: 514-289-6010 e-mail: HQD_CT@hydro.qc.ca</p> <p>Bidders shall submit their bid in the format of the Bid Form attached in Appendix 2 of this document.</p> <p>Contracts will be awarded no later than 3:00 p.m. (EST*) the same day on Friday, November 15th, 2019.</p> <p>*(EST): Eastern Standard Time</p>

Other:

Upon request, bidders shall be able to demonstrate that they have access to the transmission capacity needed to supply UCAP and Energy associated with UCAP at all times.

Bidders who sell electricity to HQ or purchase electricity from HQ shall fulfill all their existing commitments and shall not use electricity purchased from HQ to supply UCAP and Energy associated with UCAP, and shall be able to so demonstrate at any time. Upon request by HQD, each retained bidder shall demonstrate the above to HQD's satisfaction. Otherwise the bidder's offer shall be considered null and void.

HQD reserves the right to cancel the Request for proposal (RFP) at any time, or to change the quantities, in particular if the stated needs have substantially changed or if the conditions or total cost of electricity (including transmission) of the bids are deemed inappropriate or non-competitive.

HQD reserves the right to reject a bid if such bid is inappropriate, non-competitive or frivolous or if deliveries of UCAP and Energy associated with UCAP resulting from such bid may be affected by locked-in capacity on the Quebec transmission system.

APPENDIX 1
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
Request For Proposal (RFP) for the Purchase of UCAP
January 2020 and February 2020

ELIGIBILITY CRITERIA AND REQUIREMENTS
FOR UNFORCED CAPACITY (UCAP) RESOURCES

1. Definitions

Attestation from Revenu Québec

Attestation from Revenu Québec means the document confirming that the bidder has filed the returns and reports that it had to file under fiscal laws and has no overdue account payable to the Minister of Revenue of Québec. If it has an overdue account, recovery of its indebtedness must have been legally suspended or it must have entered into an agreement regarding payment thereof with which it is in full compliance.

Capacity Resource

A specific generating unit, or a part of this unit, offered to HQD under the RFP, which would otherwise be admissible in the ICAP market of its Source Control Area.

Establishment

Establishment means an establishment where activities are carried out on a permanent basis, clearly identified under bidder's name and accessible during regular business hours.

Source Control Area

The control area where the Capacity Resource offered to HQD under the RFP is located.

Supplier

Bidder whose offer was retained in the current RFP.

Unforced Capacity (UCAP)

The measure by which a generating unit is rated to quantify the extent of its contribution to satisfy a control area capacity requirement.

UCAP Revenue

Is the amount of the fixed price in \$/kW-month applicable for each Delivery Period.

2. Eligible Capacity Resource

When submitting a bid for UCAP, the bidder must identify the Capacity Resource that is being offered in its bid. Eligible Capacity Resources as part of this RFP are the following:

2.1 System Capacity

When offering System Capacity as UCAP, the bidder commits a part of the available capacity margin of its system without identifying a specific generating unit. Eligible systems are Hydro-Quebec's system and New Brunswick's system.

2.2 Specific unit or Portfolio of units

When offering UCAP from a specific unit, the bidder commits a part or the entire capacity of this unit that would otherwise be admissible in the ICAP market of its Source Control Area. Moreover, the Capacity Resource of a 50 MW block may be comprised of more than one unit.

3. General Requirements for UCAP

In order to qualify as UCAP, the following requirements must be met:

- 3.1** The bidder must provide assurance that the Capacity Resource offered to HQD is not committed elsewhere for the period covered by the bid;
- 3.2** The bidder must provide assurance of ownership of the Capacity Resource offered to HQD or that such Capacity Resource is secured by an executed agreement with a third party;
- 3.3** The bidder will register the Capacity Resource with the corresponding Source Control Area, and provide the confirmation to HQD at least five (5) business days prior to the registry deadline of the Source Control Area for the intended delivery period of the transaction;
- 3.4** The Energy associated with the Capacity Resource shall be deliverable to the Québec control area at all times and shall be non-recallable by the Source Control Area. Bidders from Ontario must provide a letter from the IESO which confirms that their resource(s) are allowed to be exported to Québec and that the IESO will exclude any megawatt quantity of installed capacity exported from their resource to Québec from any Ontario adequacy or other planning assessments covering the period of such commitment;
- 3.5** UCAP and Energy associated with UCAP:
 - 3.5.1** Shall originate from the same Source Control Area and from the same bidder;
 - 3.5.2** If from specific unit or portfolio of units, they are not required to be bundled resources from the same generating unit.
- 3.6** The bidder shall declare or certify, as the case may be, its UCAP transaction with HQD to the operator of the Source Control Area before the beginning of the month for which the transaction is going to take place;
- 3.7** If the Capacity Resource offered as UCAP to HQD is a specific unit, such resource shall not be subject to planned maintenance work for the period covered by the bid. However, if a shutdown of the Capacity Resource is required during the relevant period, the bidder shall co-ordinate said shutdown with HQD;
- 3.8** If the Capacity Resource offered as UCAP to HQD is a specific unit and HQD has scheduled a quantity of Energy at least 34 hours prior to the day of delivery, an Energy bid from this resource shall be submitted in the Day-Ahead Market of the Source Control Area (if applicable) for the corresponding hours and for a quantity at least equal to the capacity offered;
- 3.9** The bidder shall inform the Source Control Area that its Energy transaction is backed by UCAP when bidding or scheduling the transaction in the Source Control Area's system;
- 3.10** If a bidder does not have an executed "EEI Master Agreement" or "Long Form for UCAP" with HQD, it must have one in place by Tuesday, December 10th, 2019, otherwise the bidder offer could be considered null and void.
- 3.11** When offering in the Day-Ahead Market the Energy transaction associated with UCAP, the bidder's offer must be Self Committed ("price taker") to ensure he is dispatched. HQD has the right to ask for a demonstration of such position in the market with written documents if, for any reason, the scheduled Energy associated with UCAP is curtailed.

4. Evidence of availability of the Capacity Resource

4.1 UCAP from a system

When offering UCAP from a system, the bidder shall certify that it has a capacity margin at least equal to the amount of UCAP it is committed to provide to HQD. Following contract award, the bidder shall demonstrate the availability of the UCAP offered as per the rules of its Source Control Area.

4.2 UCAP from a specific unit

When offering UCAP from a specific unit, the bidder shall indicate in the Bid Form, for each unit, the name of the resource and the quantity of UCAP offered. By submitting a bid for UCAP, the bidder certifies that the Capacity Resource offered to HQD is not committed to another party for the period covered by the bid. This information will be validated by HQD with the operator of the Source Control Area in order to confirm that:

- i) The bidder is authorized to commit said resource to HQD;
- ii) The amount of UCAP offered does not exceed the quantity of UCAP that said resource is authorized to provide to the Source Control Area;
- iii) The resource has not been sold twice.

The maximum amount of UCAP that each unit is authorized to offer to HQD is the amount of UCAP that said unit was authorized to provide during the previous winter capability period to the Source Control Area.

5. Attestation from Revenu Québec

If a bidder has an Establishment in Québec, it has to transmit to HQD an Attestation from Revenu Québec issued by Revenu Québec. The Attestation from Revenu Québec must not have been issued more than 90 days before the date and time of which the bid is submitted. Where a bidder does not have an Establishment in Québec, it has to complete and sign the “Absence of Establishment in Québec” form attached in Appendix 3 and submit it with its bid.

6. Damages associated with the UCAP committed to HQD

6.1 Damages for failure to deliver the Energy associated with UCAP committed to HQD

In the event that the Supplier fails to deliver to HQD the Energy associated with the Capacity Resource it committed to the Québec control area, the Supplier shall be deemed to have a shortfall and as such shall pay damages to HQD. However, a failure to deliver resulting from a transmission outage shall not be considered a shortfall and shall not be subject to the payment of damages under the present Section.

Suppliers who sell electricity to HQ or purchase electricity from HQ, shall fulfill their existing commitments and shall not use electricity purchased from HQ to supply UCAP and Energy associated with UCAP, and shall be able to so demonstrate at any time.

At HQD’s request, each Supplier shall provide all the relevant information in this regard within one business day.

Supplier’s failure to fulfill those commitments shall trigger the damages contemplated in this Section for Capacity and Energy associated with the UCAP.

Damages for failure to deliver the Energy associated with the UCAP shall be established for each month as follows:

A Supplier deemed to have a shortfall on any given day when such Energy has been scheduled by HQD shall pay the sum of the following damages:

- I. The costs incurred by HQD to replace the Energy associated with UCAP that the Supplier failed to deliver, which is the difference, when positive, between (A) the higher of (i) 230 US\$/MWh, and (ii) NYISO real time in US\$/MWh (HQ_GEN_IMPORT), and (B) the price of the Energy associated with UCAP as specified in the transaction (i.e. (A)-(B) > 0); and
- II. 25 % of the UCAP revenues of a month, which shall not exceed the revenues for the UCAP during such month.

If the Supplier fails to deliver only a portion of the Energy associated with UCAP, the damages payable shall be prorated accordingly for I. and II.

6.2 Damages for failure to secure ownership of the Capacity Resource offered to HQD or to secure an executed agreement with a Third party providing the UCAP committed to HQD

In the event that at least five (5) business days before the last day to register its unit with its Source Control Area a bidder fails to:

- i) Guarantee ownership of the Capacity Resource offered to HQD, or
- ii) Guarantee that an agreement is executed with a third party for the UCAP committed to HQD, or
- iii) Submit a valid confirmation of registry to the Source Control Area, the Supplier shall be deemed to be in default and as such shall pay damages to HQD equal to the full amount associated with the UCAP transaction. The transaction could be terminated by HQD.

APPENDIX 2
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
Request for Proposal for the Purchase of UCAP
January 2020 and February 2020

BID FORM

Bids must be submitted by e-mail prior to 10:30 a.m. (EST) on Friday, November 15th, 2019

e-mail: HQD_CT@hydro.qc.ca

Bidder information

Bidder's name: _____

Contact name: _____

Phone number: _____

Quantity

	January 2020	February 2020
Block of 25 MW offered (0 or 1)		
Blocks of 50 MW offered		
<u>Price for UCAP and Energy (Specify currency: US\$ or CAN\$)</u>	January 2020	February 2020
Price for Unforced Capacity (\$/kW-month)		
Basis Applicable to elected price ¹ (\$/MWh), or		
Fixed Price (\$/MWh) (no Basis added)		

Other Bid Information

Delivery Point: _____

Elected Market for payment of Energy¹: _____

Capacity Resource(s) offered²: _____

The bidder guarantees ownership of the Capacity Resource offered to HQD or that such Capacity Resource is secured by an executed agreement with a third party: **YES** **NO**

The bidder has an Establishment in Québec³: **YES** **NO**

The bidder has an EEI with HQD: **YES** **NO**

¹ Elected market by the bidder for the payment of Energy when scheduled by HQD: (NYISO DAM Zone HQ_GEN_IMPORT (323601), NYISO DAM Zone HQ_GEN_CEDAR_PROXY (323590), ISO NE DAM Zone MASS HUB, HOEP)

² List units with quantity of UCAP offered for each unit, or identify a system

³ If "No", submit Appendix 3, if "Yes" submit acceptable Attestation from Revenu Québec.

APPENDIX 3
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
Request for Proposal for the Purchase of UCAP
January 2020 and February 2020

ABSENCE OF ESTABLISHMENT IN QUÉBEC

Contract concerned: Master Power Purchase & Sale Agreement (EEI)

Subject: Short Term Purchases or Sale Transactions

Where a bidder does not have an establishment in Québec in which its activities are carried out on a permanent basis, clearly identified under its name and accessible during regular business hours, it must complete and sign this form.

I, the undersigned

(Print name and title of the person authorized by the bidder)

Hereby certify that the following statements are complete and accurate. On behalf of:

(Print name of the bidder) (Hereinafter referred to as the bidder)

I hereby declare as follows:

1. The bidder does not have an establishment in Québec in which its activities are carried out on a permanent basis, clearly identified under its name and accessible during regular business hours.
2. I have read and understand the content of this declaration.
3. I am authorized by the bidder to sign this declaration in order to execute the requested transaction.
4. I acknowledge that the bidder shall be ineligible to enter into the requested transaction in the absence of this form or the Attestation from Revenu Québec.

And I have signed, _____
(Signature)

Date: _____
(YYYY_MM_DD)