



*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*



## **Programme GDP Affaires Rapport d'analyse externe**

**Préparé par :**

**Pascal Cormier  
Philip Raphals**

**pour le RNCREQ**

**R-4041-2018**

**Régie de l'énergie**

**le 22 août 2018**

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>Remarques introductives .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Description du Programme GDP Affaires .....</b>	<b>1</b>
2.1	Paramètres du programme .....	1
2.2	Analyse des données historiques .....	2
2.3	Contribution en puissance du Programme.....	3
<b>3</b>	<b>Analyse environnementale .....</b>	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>Analyses économiques .....</b>	<b>5</b>
4.1	Impact du Programme sur le coût en puissance pour le Distributeur.....	5
4.2	Obligations du Distributeur auprès du NPCC.....	10
<b>5</b>	<b>Discussion et Recommandations .....</b>	<b>12</b>
5.1	Sommaire .....	12
5.2	Discussion .....	14

**Philip Raphals**  
**pour le RNCREQ**

**R-4011-2017**

**Commentaires sur le dossier tarifaire 2017-2018  
d'Hydro-Québec Distribution**

**13 avril 2017**

## 1 Remarques introductives

Le RNCREQ nous a mandaté pour préparer une analyse du Programme GDP Affaires dans une perspective globale en conformité avec sa mission. Cette analyse se fera en respectant les principes de développement durable, et inclura une analyse économique du Programme.

## 2 Description du Programme GDP Affaires

Le programme GDP Affaires vise à inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernales d'Hydro-Québec. En contrepartie, Hydro-Québec verse à ces clients un appui financier proportionnel à la réduction de puissance effectuée pendant ces périodes.

### 2.1 Paramètres du programme

Le programme existant comporte les paramètres suivants :

- Les clients admissibles pour une participation au Programme doivent avoir un compteur communicant et doivent avoir un contrat de service d'électricité assujéti au tarif D avec puissance facturée, DM, G, G9, M ou LG.
- Pour être admissible, un projet doit offrir une réduction de puissance estimée d'au moins 200 kW. Il n'y a aucune contrainte par rapport à la source d'une énergie de remplacement, le cas échéant.
- La mise en œuvre des mesures de GDP est de la responsabilité du participant. De plus, le participant doit avoir mis ces mesures en œuvre au plus tard le 30 novembre pour pouvoir participer aux événements de GDP de la période d'hiver suivante qui commence le 1er décembre de la même année.
- Un événement de GDP peut survenir pendant l'une ou l'autre des périodes de pointe d'hiver d'Hydro-Québec, qui sont de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h, ou durant ces deux périodes, sauf les fins de semaine et les jours fériés.
- Le nombre maximal d'heures par période d'hiver visé par les événements de GDP est de 100 heures.
- Il y a deux options de participation au Programme, soit:
  - Option 1: Le participant est un client du Distributeur. Plusieurs compteurs d'un même client peuvent être regroupés dans un même projet pour que la réduction de puissance estimée atteigne au moins 200 kW.
  - Option 2: Le participant est un agrégateur. L'agrégateur soumet le projet à Hydro-Québec et l'appui financier lui est versé. Le projet de l'agrégateur peut comprendre un ou plusieurs compteurs d'un seul client ou de plusieurs clients pour que la réduction de puissance estimée atteigne au moins 200 kW. Hydro-Québec communique uniquement avec l'agrégateur à toutes les étapes liées au Projet.
- Le participant doit soumettre son projet en septembre précédent la période d'hiver ou le Programme sera en fonction, période commençant le 1er décembre de la même année.

- Le montant de l'appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la puissance admissible (kW), multiplié par le taux de réponse. Le montant unitaire pour la période d'hiver 2017-2018 est fixé à 70 \$.
- Ainsi, si HQD transmet au moins un Avis de GDP au cours de l'hiver, le Participant reçoit 70\$ par kW admissible. Toutefois, s'il ne répond pas à l'ensemble des Avis, sa compensation est réduite proportionnellement, selon son taux de réponse.
- Si Hydro-Québec ne transmet aucun Avis de GDP au cours de la Période d'hiver 2017-2018, un montant d'Appui financier minimal (MAFM) sera versé au Participant. Ce montant correspondra au moindre des deux montants suivants :

$$\text{MAFM} = 15 \% \times \text{puissance maximale enregistrée}^* \times 70 \$$$

Ou

$$\text{MAFM} = 20\ 000 \$ \text{ (Équivalent à une réduction de puissance de 1.9 MW)}$$

- Bien que le Distributeur considère la puissance provenant du Programme GDP Affaires comme étant comparable à un approvisionnement en puissance de long-terme, le Programme est reconduit sur une base annuelle, sans engagement à long terme ni d'une partie ni de l'autre.

## 2.2 Analyse des données historiques

Le tableau 1 ci-dessous montre l'évolution historique du nombre de MW offerts par les participants au Programme depuis sa mise en place.

Tableau 1

<b>Ventilation du nombre de MW par niveau de réduction de puissance</b>			
	<b>2015-2016</b>	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>
<b>moins de 200 kW</b>	2	7	10
<b>de 200 à 500 kW</b>	4	32	55
<b>de 500 à 1 000 kW</b>	6	33	54
<b>de 1 000 à 2 000 kW</b>	10	48	70
<b>plus de 2 000 kW</b>	3	63	98
<b>Total</b>	25	183	287

À la lecture des informations qui se trouvent au Tableau 1, nous constatons que le Programme semble très populaire. En effet, le taux de croissance annuel moyen du nombre total de MW offert est de 344% depuis la mise en place du Programme. Cette statistique suggère que les conditions d'adhésion aux Programmes sont clairement avantageuses pour un nombre important de clients du Distributeur.

À notre connaissance, le Distributeur n'a pas procédé à la préparation d'une analyse du potentiel technico-économique de cette ressource.

### 2.3 Contribution en puissance du Programme

Le Distributeur considère le Programme GDP Affaires comme une des ressources de puissance dont il dispose pour répondre à la demande de pointe de sa clientèle. Il inclut donc ce moyen de gestion de la demande à son bilan en puissance au même titre que l'ensemble de ces contrats d'approvisionnement.

À la demande de la Régie, le Distributeur a produit une mise à jour de son bilan en puissance, reproduite ci-dessous<sup>1</sup>:

**BILAN DE PUISSANCE PRÉLIMINAIRE DU DISTRIBUTEUR**

	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
<b>Besoins à la pointe</b>	<b>38 387</b>	<b>38 714</b>	<b>38 920</b>	<b>39 290</b>	<b>39 600</b>	<b>39 879</b>	<b>40 151</b>	<b>40 424</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 701	3 882	3 945	4 075	4 112	4 143	4 174	4 204
<b>Besoins à la pointe - incluant la réserve</b>	<b>42 089</b>	<b>42 596</b>	<b>42 865</b>	<b>43 365</b>	<b>43 712</b>	<b>44 022</b>	<b>44 325</b>	<b>44 628</b>
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>Approvisionnements additionnels requis</b>	<b>4 647</b>	<b>5 154</b>	<b>5 423</b>	<b>5 923</b>	<b>6 270</b>	<b>6 580</b>	<b>6 883</b>	<b>7 186</b>
<b>HQP - Base et cyclable</b> dont puissance rappelée	600	600	600	850 250	1 000 400	1 000 400	1 000 400	1 000 400
<b>Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)</b>	500	500	500	500	500	500	500	500
<b>Autres contrats de long terme</b>	1 827	1 874	1 974	1 974	1 974	1 966	1 966	1 966
• Éolien (4 000 MW) <sup>(1)</sup>	1 467	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	360	398	489	489	489	481	481	481
<b>Gestion de la demande en puissance</b>	1 320	1 390	1 420	1 470	1 500	1 510	1 530	1 540
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	320	390	420	470	500	510	530	540
<b>Abaissement de tension</b>	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>Puissance additionnelle requise</b>	<b>150</b>	<b>550</b>	<b>700</b>	<b>900</b>	<b>1 050</b>	<b>1 350</b>	<b>1 650</b>	<b>1 950</b>

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

Le Distributeur anticipe une contribution de l'ensemble de ses interventions en gestion de la demande puissance de 320 MW à l'hiver 2018-2019 et de 540 MW à l'hiver 2025-2026, y compris le programme chauffe-eau, la tarification dynamique, et d'autres programmes qui sont, on le présume, en développement.

<sup>1</sup> Pièce B-0010, Tableau 1

Il faut également souligner que mis à part les interventions en gestion de la demande en puissance, l'ensemble des ressources en puissance du Distributeur inclus à la partie inférieure de ce tableau<sup>2</sup> sont sous le contrôle direct de l'opérateur du Réseau. Comme nous allons en discuter dans les sections suivantes, cette distinction aura un impact certain sur le traitement de ces ressources par le NPCC ainsi que sur la nature juridique du programme.

### 3 Analyse environnementale

Le recours prioritaire à l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de gaz en effet de serre (GES) jouent un rôle important dans la politique énergétique du gouvernement québécois, ainsi que dans le plan stratégique d'Hydro-Québec<sup>3</sup>. Par ailleurs, les programmes de gestion de la demande ont généralement un impact à la baisse sur les émissions de gaz à effet de serre puisqu'ils font en sorte de réduire les besoins énergétiques globaux.

Dans ce contexte, il est surprenant d'apprendre que la moitié des réductions de puissance en vertu du programme GDP Affaires vient des énergies de substitution<sup>4</sup>, surtout présumément de l'utilisation des génératrices d'urgence.

En prenant comme hypothèse que la substitution d'énergie se fait avec des génératrices fonctionnant avec des combustibles fossiles, cela signifie que plus de 50% de la puissance provenant du Programme provient de production d'électricité émettrice de GES. Sur le plan environnemental, c'est équivalent à acheter de la puissance en provenance d'une centrale de pointe fonctionnant au combustible fossile.

L'autre 50% est, en fait, un déplacement de la demande d'électricité aux heures précédentes ou suivant les appels de puissance. L'impact de ces déplacements de demande aura un effet marginal sur les émissions de GES étant donné que l'électricité consommée au Québec en période de moins forte demande provient généralement de ressource renouvelable.

On doit conclure que l'application du Programme GDP Affaires, tel que mis en place par le Distributeur, a un impact à la hausse sur les émissions de gaz à effet de serre.

---

<sup>2</sup> La façon dont le Distributeur structure ce tableau ne distingue pas clairement les besoins des ressources.

<sup>3</sup> Gouvernement du Québec, « Politique énergétique 2030; L'Énergie des Québécois, source de croissance », 2016; Hydro-Québec, « Plan stratégique 2016-2020, « Voir grand avec notre énergie propre », 2016.

<sup>4</sup> B-0010, page 6.

## 4 Analyses économiques

Selon le Distributeur, le principal justificatif de ce Programme est son apport au bilan en puissance. De manière générale, un programme de gestion de la demande peu influencer le bilan en puissance de deux manières. Il peut soit réduire la demande de pointe ou être considéré comme une source de puissance, comme pourrait l'être une centrale de production électrique. En incluant le Programme GDP Affaires dans la liste des ressources de puissance qui se trouve à son bilan, le Distributeur se trouve à opter pour la seconde option, évoquant une nature juridique d'approvisionnement.

Toutefois, contrairement aux autres ressources de puissance listées au bilan en puissance du Distributeur, le Programmes GDP Affaires n'est pas assortis d'une garantie contractuelle d'offre de puissance. Ce fait a des implications importantes, comme nous le verrons dans la section 4.4 qui traite des obligations du Distributeur auprès du NPCC.

### 4.1 Impact du Programme sur le coût en puissance pour le Distributeur

Comme mentionné par le Distributeur, une réduction ou même l'abolition du Programme GDP Affaires feraient en sorte d'augmenter le recours à la puissance du marché de court terme. Le Distributeur émet les hypothèses suivantes quant au marché de court terme:

- Il est limité au marché de l'État de New York, soit un apport maximal de 1 100 MW
- Le prix de la puissance de court terme est de 20\$/kW hiver
- L'énergie provenant du marché de New York peut provenir de producteurs utilisant des combustibles fossiles.

Nous allons aborder chaque hypothèse mentionnée ci-dessus.

#### Marché de court terme limité au marché de l'État de New York

En plus du marché de l'État de New York, il existe des producteurs (incluant Hydro-Québec Production) situés au Québec pouvant offrir des produits de puissance de court terme. L'interconnexion entre le Labrador et le Québec permet également un approvisionnement potentiel de puissance de court terme pouvant potentiellement aller jusqu'à 300 MW. Finalement, l'interconnexion de 1 250 MW entre l'Ontario et le Québec pourrait également être utilisée par le Distributeur pour s'approvisionner en puissance. À titre informatif, il existe présentement une entente de partage de puissance entre le

“Independent Electricity System Operator” (IESO) et Hydro-Québec Production<sup>5</sup>. Cette entente assure un approvisionnement de 500 MW de puissance à Hydro-Québec Production durant les mois d’hiver.

Selon notre analyse, dans l’éventualité où le Programme GDP Affaires fournirait moins de puissance que prévu, le Distributeur aurait la possibilité de pallier à cette baisse en utilisant l’ensemble des ressources disponibles sur le marché de court terme et ainsi retarder un appel d’offres de puissance de long-terme.

Le prix de la puissance de court terme est de 20\$/kW hiver

L’hypothèse retenue par le Distributeur qui évalue le prix d’un approvisionnement de court terme à 20\$/kW-hiver est trop élevée, et ce, pour les raisons suivantes:

- Le Distributeur utilise l’hypothèse que l’offre de puissance offerte par les ressources de court terme serait égale tous les mois de l’hiver. Cette hypothèse ne tient pas compte du fait que les appels d’offres de puissance sur le marché de court terme peuvent être faits sur une base mensuelle, ce qui permet au Distributeur d’ajuster les volumes de puissance en fonction de ses besoins mensuels. En effet les besoins de puissance sont plus élevés en janvier qu’ils ne le sont au mois de mars. À titre d’exemple, pour remplacer 100 MW de puissance provenant du programme GDP Affaires, le Distributeur n’aurait pas à se procurer 100 MW de puissance sur le marché de court terme tous les mois de l’hiver; il pourrait prendre 100 MW pour le mois de janvier et des quantités moindres pour les autres mois de l’hiver.
- Le prix de 20\$/kW-hiver retenu par le Distributeur est en fait l’équivalent de 5\$/kW-mois. Cette valeur n’est pas représentative de l’état du marché de la puissance de l’État de New York, soit le marché de référence du Distributeur.

---

<sup>5</sup> <http://www.hydroquebec.com/international/fr/exportations/marches/ontario.html>

Tableau 2

Résultats des encans pour la puissance en hiver du marché de l'état de New York (NYISO ICAP)				
Period	ROS *		NYC	
	Prix (\$/kWmois)	Qté (MW)	Prix (\$/kWmois)	Qté (MW)
2013-2014	2.58	2619	7.54	431
2014-2015	2.9	2324	8.45	1024
2015-2016	1.25	1807	6.67	631
2016-2017	0.75	1624	3.5	634
2017-2018	0.36	1781	3.1	531

\* Rest of State (ROS) désigne les régions autres que les zones G-J, LI et NYC

Source: [http://www.nyiso.com/public/markets\\_operations/market\\_data/icap/index.jsp](http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/icap/index.jsp)

Étant donné que la principale interconnexion entre le Québec et l'État de New York se situe dans une zone incluse dans les zones composant le "Rest of State" (ROS) le prix de référence pour évaluer le coût d'opportunité des fournisseurs potentiels du Distributeur est le ROS. Comme nous pouvons le constater à la lecture des données inscrites au tableau 2, le prix de référence de la puissance était de 0.36\$/kW-mois l'hiver dernier. Nous pouvons également constater que les volumes de puissance disponible dans le ROS dépassent toujours, depuis cinq ans, les 1 600 MW. Ces volumes importants démontrent la profondeur de ce marché. Même en doublant le prix de la puissance octroyée dans le marché New York, cela revient à un prix bien inférieur à la valeur de 5\$/kW-mois utilisé par le Distributeur.

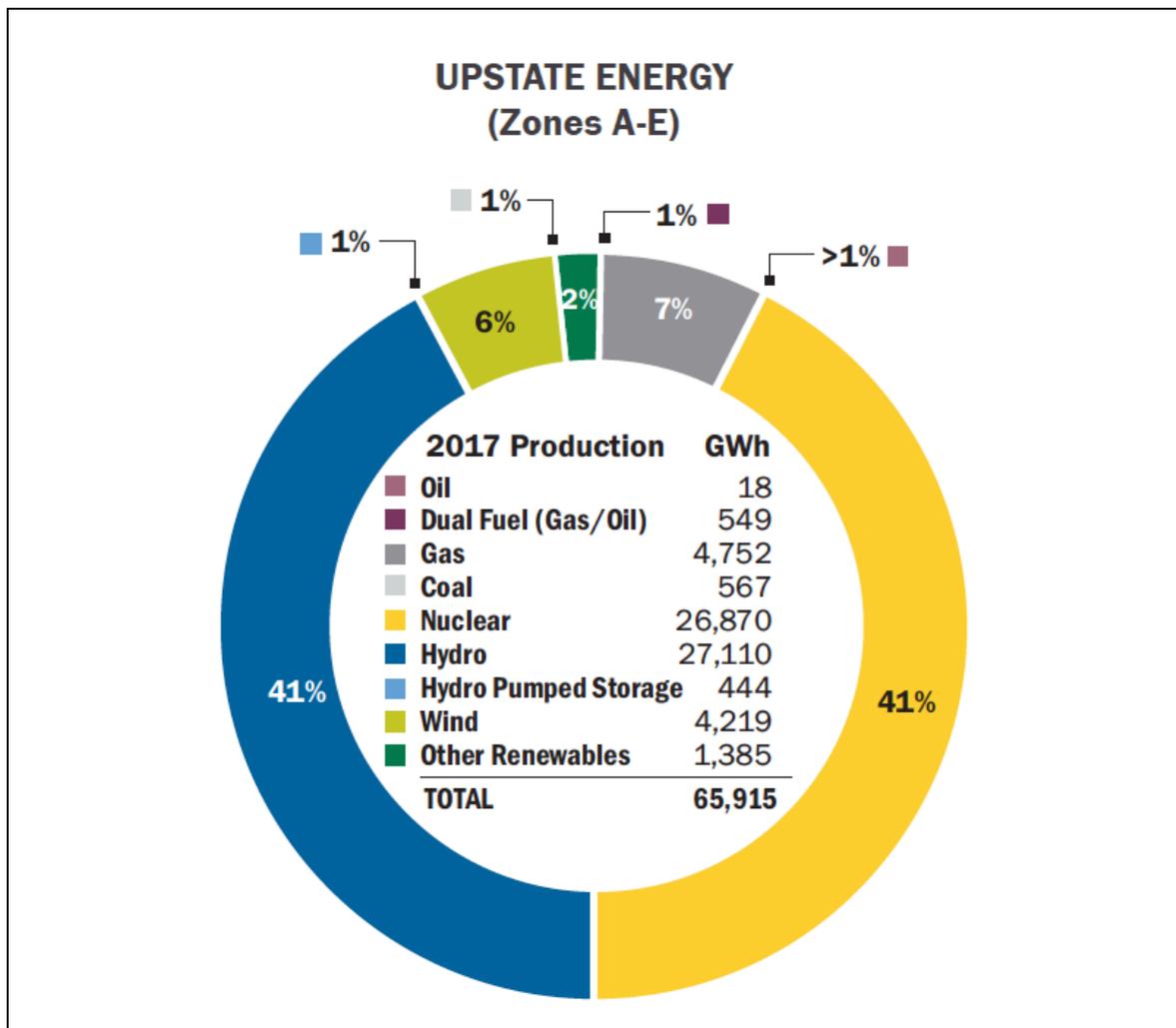
#### L'énergie provenant du marché de New York peut provenir de producteurs utilisant des combustibles fossiles

Comme tous les marchés d'électricité, le marché de l'État de New York est composé d'une grande variété de types de production électrique. Afin de bien comprendre la composition de l'énergie produite dans l'État de New York, voici un graphique produit par le NYISO<sup>6</sup> représentant la production réelle réalisée en 2017. Comme la consommation du réseau de New York est plus importante en été qu'en hiver, il est

<sup>6</sup> [https://home.nyiso.com/wp-content/uploads/2018/05/2018-Power-Trends\\_050318.pdf](https://home.nyiso.com/wp-content/uploads/2018/05/2018-Power-Trends_050318.pdf)

possible de penser que la portion d'énergie provenant de combustible fossile sera moins élevée les mois d'hiver.

Graphique 1



Ce graphique indique qu'en 2017, seulement 8.9% de la production dans le nord de l'État de New York provenait de combustible fossile.

L'effet sur les émissions GES du remplacement du 50% du programme GDP Affaires provenant d'énergie de substitution par des importations en provenance de l'État de New York serait positif. Finalement, le prix de la puissance sur le marché de court terme en provenance de fournisseurs de l'État de New York est nettement inférieur au prix du Programme GDP Affaires.

Par ailleurs, dans sa preuve complémentaire, le Distributeur a produit une analyse montrant le coût évité en énergie lié à l'effacement en énergie pendant les événements GDP<sup>7</sup>. Cette analyse omet par contre de prendre en considération le fait qu'approximativement 50% des projets GDP comportent un déplacement de la consommation dans les heures précédant ou succédant les événements GDP. Ce phénomène est particulièrement vrai pour les clients qui procèdent à du préchauffage ainsi qu'à une demande accrue de chauffage après les événements GDP. La Régie doit tenir compte du coût d'achat supplémentaire lorsqu'elle considère les analyses de coût évité en énergie produit par le Distributeur. Étant donné que les événements GDP se produisent en période de pointe, nous pouvons estimer que le prix moyen de l'énergie lors des événements GDP est supérieur aux prix moyens de l'énergie pendant les heures précédant et succédant à ces événements. Afin d'évaluer le différentiel de prix entre ces deux périodes, nous avons fait l'exercice de comparer le prix moyen de l'énergie pour ces deux périodes lors des événements GDP qui se sont produits entre 2015 et 2018, soit ceux décrits par la Distributeur en réponse à la question 4.1 de l'AHQ-ARQ<sup>8</sup>.

Tableau 3

<b>Prix de l'énergie du ISO New Engalnd</b>			
Mass Hub - Prix Day-Ahead (\$US/MWh)			
	<b>Prix moyen de l'énergie pendant les évènements GDP (coût en énergie évité)</b>	<b>Prix moyen de l'énergie des 3 heures précédant et des trois heures succédant les évènements GDP (coût d'achat pour les déplacements de charges)</b>	<b>Réduction de coût d'achat de l'électricité due au déplacement de la charge ((coût d'achat / coût évité) -1)</b>
<b>2015-2016</b>	63.37	52.80	-17%
<b>2016-2017</b>	94.55	81.07	-14%
<b>2017-2018</b>	179.42	156.27	-13%

Source: ISO NE

Le premier constat des résultats qui se trouvent dans le tableau 3 est que les prix pendant les événements GDP sont effectivement supérieurs au prix des heures avoisinantes. Toutefois, le différentiel est relativement petit, soit 15% en moyenne pour les trois périodes évaluées.

En conclusion, toute analyse de coût en énergie évité devrait tenir compte des coûts d'achat de l'énergie provenant du déplacement de la charge d'une portion importante des participants au Programme.

---

<sup>7</sup> B-0007, pages 14 et 15.

<sup>8</sup> B-018, page 8.

## 4.2 Obligations du Distributeur auprès du NPCC

Comme mentionné en preuve par le Distributeur, celui-ci doit tenir compte des exigences du NPCC quand il planifie ses approvisionnements en puissance. Comme mentionné à la section 2.3 du présent mémoire, le Distributeur inclut dans son bilan en puissance la contribution du Programme GDP Affaires, à titre d'une ressource en puissance. Par ailleurs, le Distributeur affirme en Complément de preuve<sup>9</sup>:

Quant aux exigences du NPCC, ce dernier reconnaît la GDP comme moyen de gestion à inscrire au bilan qui contribue à l'atteinte du respect du critère de fiabilité comme toute autre ressource. (nos soulignés)

L'affirmation du Distributeur concernant la reconnaissance de la GDP comme moyen de gestion à inscrire au bilan ne traite pas spécifiquement du Programme GDP Affaires. En effet, quand on consulte certains documents officiels du NPCC concernant les moyens à considérer pour répondre aux besoins de pointe, des réseaux membres le NPCC s'expriment sur la reconnaissance des Programmes de GDP. À titre d'exemple, dans son *Northeast Power Coordinating Council Reliability Assessment For Winter 2017-18*, le NPCC traite spécifiquement des programmes de GDP (*demand response*) d'Hydro-Québec :

In the Québec subregion, Demand Response (DR) programs are specifically designed for peak-load reduction during winter operating periods. DR consists of interruptible demand programs mainly for large industrial customers and commercial buildings, treated as supply-side resources totaling 1,998 MW for the 2017-18 winter period. It is 230 MW more than last winter period. DR programs are usually used in situations where either the load is expected to reach high levels or when resources are expected to be insufficient to meet peak load demand. Interruptible load program specifications differ among programs and participating customers. They usually allow for one or two calls for reduction per day and between 40 to 100 hours load interruption per winter period. Interruptible load programs are planned with participating industrial customers with whom contracts are signed. Before the peak period, generally during the fall season, all customers are regularly contacted in order to reaffirm their commitment to provide capacity when called, during peak periods. (nos soulignés)

Dans l'extrait ci-dessus, le NPCC reconnaît en effet les programmes GDP mais il prend le soin de mentionner l'existence de contrats liant les participants à leur devoir de s'effacer en période de pointe lorsque l'opérateur du réseau l'exige. Comme mentionné précédemment, les participants au Programme GDP Affaires ne sont pas liés par contrat les obligeant à répondre aux appels de réduction de consommation de l'opérateur de réseau.

De plus, dans le document intitulé *NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy* préparé par la direction Planification et fiabilité d'HQD on peut lire:

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

---

<sup>9</sup> B-0010, page 7

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)

Le Distributeur explique dans ce document, destiné au NPCC, que les mesures d'efficacités énergétiques et le programme biénergie sont considérés à même la prévision de la demande.

Le NPCC, comme le NERC, n'est pas totalement clair sur comment les ressources de Demand Response devraient être traitées. Dans un document de 2012, toujours publié sur le site du NERC à titre d'explication des méthodes utilisées dans ses *reliability assessments*, NERC présente le calcul de *reserve margins* comme suit<sup>10</sup> :

$$RM = \frac{[\text{Capacity} + \text{CCDR}_{\text{SUPPLY}}] - [\text{Total Internal Demand} - \text{CCDR}_{\text{DEMAND}}]}{[\text{Total Internal Demand} - \text{CCDR}_{\text{DEMAND}}]} \Rightarrow \frac{[\text{Capacity} + \text{CCDR}_{\text{SUPPLY}}] - \text{Net Internal Demand}}{\text{Net Internal Demand}}$$

Ainsi, le  $\text{CCDR}_{\text{supply}}$  (Controllable Capacity Demand Response) est ajouté au Capacity, et le  $\text{CCDR}_{\text{demand}}$  est réduit de la demande. *Net Internal Demand* est défini comme suit :

**Net Internal Demand:** Total Internal Demand less Dispatchable, Controllable Capacity Demand Response used to reduce peak load and not counted as a resource. This value is used in the Planning Reserve Margin calculation<sup>11</sup>.

Et *Total Internal Demand* est défini comme suit :

**Total Internal Demand:** The sum of the metered (net) output of all generators within the system and the metered line flows into the system, less the metered line flows out of the system (forecast). Total Internal Demand includes adjustments for indirect Demand-Side Management programs such as Conservation programs, improvements in efficiency of electricity use, and all load-modifying non-dispatchable Demand Response programs<sup>12</sup>.

---

<sup>10</sup> NERC, *About This Assessment*, [https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/SRA About This Report.pdf](https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/SRA%20About%20This%20Report.pdf) (p. 5)

<sup>11</sup> Ibid., page 2.

<sup>12</sup> Ibid., page 3.

Concluons que, en général, ce sont seulement les ressources en GDP qui sont *contrôlables* par l'opérateur du réseau qui devraient être traitées comme des ressources; les autres sont réduites des besoins.

Pour ce qui est des Programmes GDP, HQD semble les traiter comme ressources en puissance uniquement s'ils sont complètement sous le contrôle de l'opérateur du réseau. Bien que le Distributeur mentionne l'existence du Programme GDP Affaires, il ne mentionne pas le fait que les participants à ce programme n'ont aucune obligation à réduire leurs consommations.

Étant donné que le Programme GDP Affaires n'est pas assorti d'une obligation de la part des participants de s'effacer à la pointe, donc n'est pas sous le contrôle de l'opérateur du réseau, ce Programme ne devrait pas être considéré comme étant une ressource en puissance, mais plutôt comme une réduction de besoins. Pour cette raison, la nature juridique du programme ne peut être un approvisionnement.

Soulignons que, traité d'une façon ou de l'autre, le programme contribue au bilan de puissance. Cela dit, le Distributeur semble attacher une grande importance au fait qu'il soit sur le côté offre du bilan. Selon l'analyse présentée ci-dessus, ceci ne semble pas justifiée.

## 5 Discussion et Recommandations

### 5.1 Sommaire

Dans les sections précédentes, nous avons identifié plusieurs problèmes et incohérences à l'égard du programme GDP Affaires existant:

- Le programme est traité comme une ressource en puissance aux fins des déclarations d'HQD devant la Régie et devant le NPCC, malgré le fait que, selon l'approche du NERC, il s'agit d'une ressource DR en demande, non contrôlable. Seules les ressources sous le contrôle direct de l'opérateur de réseau devraient normalement s'inscrire comme ressources en puissance;
- Il incite l'utilisation des génératrices d'urgence, généralement alimentées en combustible fossile, à l'encontre des politiques explicites du gouvernement du Québec et d'Hydro-Québec;
- En ce qui concerne les entreprises qui réduisent leur demande aux heures critiques en déplaçant leur utilisation d'électricité, il faut double-emploi avec l'option tarifaire Crédit en pointe critique (CPC)<sup>13</sup>, à un prix sensiblement plus élevé.

À notre avis, la meilleure solution est d'abord de reconnaître que le programme existant s'adresse à trois clientèles distinctes:

---

<sup>13</sup> R-4057-2018, B-0030, p. 18,

- 1) Ceux qui ont des génératrices d'urgence déjà en place, et qui peuvent les utiliser afin de réduire leur demande de puissance lorsque nécessaire;
- 2) Ceux qui peuvent réduire leur appel en puissance, sur demande, en réduisant leurs activités, ou en les déplaçant dans le temps; et
- 3) ceux qui se sont dotés, ou qui peuvent se doter, d'équipements non émetteurs de GES qui leur permettraient de réduire leur appel en puissance sur demande. Ces équipements peuvent inclure des systèmes de stockage d'énergie (électrique ou thermique), des systèmes de production d'électricité au biomasse ou biogaz, etc.

Le RNCREQ propose un traitement différent pour chacun de ces trois groupes.

Concernant le premier groupe : Ce groupe constitue effectivement une ressource en puissance. Toutefois, étant donné les caractéristiques environnementales de ces génératrices, le Distributeur ne devrait pas encourager leur utilisation, sauf en cas d'urgence. **Pour cette raison, nous suggérons d'interdire leur utilisation afin de répondre aux événements de GDP en vertu de programme de GDP Affaires<sup>14</sup>.**

Sans aucunement vouloir encourager l'utilisation d'énergies fossiles, si le Distributeur fait la preuve qu'il doit obligatoirement pouvoir compter sur les génératrices d'urgence comme une ressource de dernier recours en puissance, un programme distinct pourrait être conçu afin de lui y donner accès. Contrairement au programme GDP Affaires, les clients participant à ce nouveau programme seraient contractuellement tenus de répondre à l'appel du Distributeur. Le programme comporterait une récompense annuelle pour s'inscrire, ainsi qu'un paiement sur utilisation. La récompense annuelle devrait être modeste, afin de viser uniquement les clients qui ont déjà une génératrice d'urgence, et non de les inciter à en faire l'acquisition. Le paiement sur utilisation devrait être basé sur le coût d'opération de ces machines. En termes opérationnels, cette ressource devrait être utilisée comme un dernier recours, étant donné les fortes émissions atmosphériques qu'elle comporte. Ce programme ne devrait en aucun cas être présenté ni traité comme un programme d'efficacité énergétique mais plutôt comme un approvisionnement, en raison de l'obligation contractuelle qu'auraient les clients d'y répondre.

Concernant le deuxième groupe : On constate qu'il y existe une certaine redondance entre le programme GDP Affaires et la tarification dynamique tel que proposée par le Distributeur dans son dossier tarifaire. Selon la demande tarifaire, l'option CPC ne serait pas offerte aux clients de moyenne puissance (tarifs M et G9), spécifiquement parce qu'elle serait redondante avec le programme GDP Affaires.<sup>15</sup>

---

<sup>14</sup> Cela pourrait se faire, par exemple, via un engagement contractuel et/ou en exigeant des Participants le dépôt d'un affidavit qui affirme que la réduction de la demande du Participant pendant un événement GDP n'a pas été accompagnée par une augmentation de l'utilisation d'une telle génératrice. De plus, les critères d'admissibilité au programme devraient préciser qu'une telle utilisation n'est pas admissible.

<sup>15</sup> R-4057-2018, B-0030, HQD-13, doc. 1, page 25 de 60.

Effectivement, les deux programmes poursuivent des objectifs très similaires. La différence principale est que, dans le CPC, le participant est récompensé à l'usage, au rythme de 0,50\$/kW pour chaque heure d'effacement, tandis que, dans le GDP Affaires, il reçoit un montant forfaitaire (70\$/kW par hiver, comportant jusqu'à 100 heures d'effacement<sup>16</sup>). Or, s'il y a effectivement 100h d'appels dans un hiver, la compensation en vertu des deux programmes serait du même ordre de grandeur (50\$/kW selon le CPC tel que proposé, et 70\$/kW selon GDP Affaires). Toutefois, si le nombre d'appels est plus restreint, la compensation serait beaucoup plus élevée pour GDP Affaires que selon le CPC.

Cela dit, il faut reconnaître que l'impact du programme GDP Affaires sur les besoins de puissance serait probablement plus grand que celui de l'option tarifaire CPC. Même si le participant au programme GDP Affaires n'a pas d'obligation de s'effacer, le programme comporte néanmoins un incitatif à le faire, étant donné que la rémunération est proportionnelle au taux de réponse aux appels GDP.

Est-ce que cette différence justifie le surcoût du programme GDP, par rapport à l'option CPC, qui n'est pas encore en place? Étant donné qu'il n'y a pas de preuve au dossier à cet effet, il est difficile de le retenir comme justification.

Cette analyse mène à deux possibilités pour ce 2<sup>e</sup> groupe, soit d'éliminer le programme GDP Affaires et ouvrir le CPC à cette même clientèle, soit de maintenir un programme GDP afin de protéger les MW au bilan de puissance. Ce programme serait toutefois différent du programme GDP Affaires actuel. Il pourrait inclure un processus d'appel d'offres pour une certaine quantité de MW avec un prix plafond de 70\$/kW. Un processus d'appel d'offres aurait l'avantage de déterminer le prix réel de la puissance offerte par les participants. De plus, un processus d'appel d'offres impliquerait une relation contractuelle entre les participants sélectionnés et Hydro-Québec qui garantirait l'offre de puissance et ainsi répondrait aux critères du NPCC pour l'inclusion de ressource GDP contrôlable au bilan en puissance d'Hydro-Québec.

Concernant le troisième groupe : Ce troisième groupe est plus complexe, incluant plusieurs types de technologie, y compris par exemple la conversion de chaudières pour produire de l'électricité, ainsi que des technologies plus innovantes à venir. On suggère que ce groupe soit traité au cas par cas, comme le programme EE industriel, où le financement offert est calibré afin de catalyser l'investissement requis, tout en respectant les coûts évités du Distributeur.

## 5.2 Discussion

Lors de la rencontre préparatoire du 12 juin 2018, la Régie identifiait quatre natures juridiques possibles pour le programme GDP Affaires, comportant chacune des caractéristiques propres, et demandait au Distributeur de faire l'adéquation entre ces caractéristiques et le programme, afin de voir à quelle catégorie il correspond le mieux. Ces quatre natures juridiques sont :

---

<sup>16</sup> Soulignons que le programme CPC n'a pas encore été approuvé ni étudié par la Régie, ni encore moins le taux proposé.

- tarif de gestion de la consommation;
- programme commercial;
- programme d'efficacité énergétique; et
- approvisionnement<sup>17</sup>.

Tel qu'expliqué ci-dessus, le programme existant GDP Affaires inclut trois clientèles distinctes, avec des caractéristiques différentes, ce qui explique sans doute la difficulté à déterminer sa nature juridique. Étant donné notre recommandation de remplacer ce programme avec d'autres éléments, il n'est pas nécessaire d'aller plus loin sur la question de sa nature juridique dans sa forme actuelle. Dans l'hypothèse où le programme continuerait uniquement pour le deuxième groupe identifié ci-dessus, il semble clair que sa nature serait soit d'un programme commercial, soit d'un programme d'efficacité énergétique. Le RNCREQ précisera ce point en argumentation.

Dans le présent dossier, l'objectif principal du Distributeur semble être de pouvoir compter sur les réductions de la demande du programme GDP Affaires comme ressource dans son bilan de puissance. En même temps, il a d'autres initiatives de GDP en place ou en développement, dont les tarifs industriels interruptibles, la tarification dynamique pour les clients résidentiels et de petite et moyenne puissance (déjà déposée dans le dossier R-4057-2018), le programme chauffe-eau (déjà sous étude en R-3986-2016 phase 2), et probablement d'autres en gestion. Chacun de ces programmes contribue, de façon distincte, à réduire ou répondre aux besoins en puissance.

Il importe de développer un portefeuille intégré de programmes de gestion de la demande qui contribue, de façon grandissante, rentable et respectueuse de l'environnement. Étant donné l'économie de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, les différents éléments de ce portefeuille sont nécessairement de nature juridique différente. Malgré cela, ils sont et doivent être conçus de façon complémentaire l'un à l'autre, afin de stimuler le développement de la ressource GDP, et de le faire au moindre coût. Dans ce sens, il serait approprié d'adopter une vision concertée de la gestion de ce portefeuille chez le Distributeur, et de faire rapport régulier à la Régie sur son évolution.

---

<sup>17</sup> A-0006, p. 36-37.