

**DOSSIER R-4011-2017**

**RÉPONSE DE L'ACEF DE QUÉBEC**  
**À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1**  
**DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**NOVEMBRE 2017**

**DOSSIER R-4011-2017**  
**RÉPONSE DE L'ACEF DE QUÉBEC À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1**  
**DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)**

---

**Question no 1 de la Régie :**

**PRÉVISION DE LA DEMANDE**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 85;
  - (ii) Dossier R-3986-2016, pièce [B-0008](#), p. 22, tableau 2A-10;
  - (iii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0007](#), p. 22;
  - (iv) Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 82;
  - (v) Pièce [B-0015](#), p. 23, tableau A-2;
  - (vi) Pièce [B-0022](#), p. 6; tableau 3;
  - (vii) Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 85;
  - (viii) Pièce [B-0015](#), p. 26, tableau A-7;
  - (ix) Pièce [B-0015](#), p. 12 à 15;
  - (x) Pièce [B-0015](#), p. 16 à 19.

**Préambule :**

**(i)** « *Considérant l'importance des améliorations de la prévision de la demande pour la clientèle du Distributeur, nous recommandons respectueusement à la Régie :*

*- de demander au Distributeur de lui proposer d'autres indicateurs, outre les coefficients de corrélation R au carré, pour suivre la performance de ses prévisions de la demande en énergie et en puissance ;*

*- d'exiger qu'il lui soumette le plus tôt possible un plan d'action prévoyant les améliorations de sa prévision de la demande ainsi que des rapports de suivi pour sa considération avant le prochain dossier tarifaire. »*

**(ii)** Tableau 2A-10 : Performance de la prévision des besoins en énergie et en puissance à la pointe d'hiver, écarts en la demande prévue et réelle.

**(iii)** Tableau AHQ-ARQ-3, écarts de prévision en puissance au début de l'hiver (MW).

**(iv)** « *Mesures d'amélioration susceptibles d'aider le Distributeur dans l'amélioration de sa prévision de la demande.*

*L'étude de EISPC & NARUC recommande en tout 13 mesures d'amélioration dont certaines seraient applicables pour le cas du Distributeur :*

- *Chercher continuellement les améliorations (Always Look for Improvements);*
- *Tirer parti d'opinions d'autrui (Gather a Second Opinion);*
- *Maintenir la connaissance et Mettre à jour l'infrastructure (Keep Knowledge and Infrastructure Up to Date);*
- *Adopter une approche intersdisciplinaire (Take An Interdisciplinary Approach to Intergrated Load Forecasting). »*

(v) Tableau A-2 : Préviation des ventes par catégories de consommateurs.

(vi) Tableau 3 : Besoins en puissance hiver 2017-2018.

(vii) « *Considérant l'importance des prévisions de la demande sur les coûts d'approvisionnement et de transport et donc sur l'établissement des tarifs, nous recommandons respectueusement à la Régie :*

- *De refuser la demande du Distributeur de se soustraire au suivi de la performance de la prévision de ses besoins en énergie et en puissance dans les dossiers tarifaires ;*
- *De rappeler au Distributeur son obligation de faire un suivi précis des résultats de ses prévisions aussi bien en énergie qu'en puissance dans les dossiers tarifaires. »*

(viii) Le tableau A-7 présente l'évolution depuis 2013 des coefficients de détermination des modèles utilisés pour la prévision des ventes par secteurs de consommation.

(ix) La section 1.4 présente l'évolution de la prévision et les explications des écarts prévisionnels pour l'année de base. La section 2.0 présente notamment les écarts prévisionnels pour les besoins en énergie et en puissance pour l'année historique et de base.

(x) Suivi de la performance prévisionnelle D-2015-018.

#### **Demandes :**

**1.1** En référence (i), l'intervenante recommande que la Régie demande au Distributeur de lui proposer d'autres indicateurs, outre les coefficients de corrélation R au carré, pour suivre la performance de ses prévisions de la demande en énergie et en puissance. Veuillez élaborer sur le (les) type(s) d'indicateur(s) qui pourrai(en)t être utile(s), selon l'intervenante, pour évaluer la performance des prévisions de la demande en énergie et en puissance du Distributeur;

**Réponse de l'ACEF de Québec :**

Dans un premier temps, nous aimerions exprimer notre *humilité* face au sujet complexe de la performance des prévisions de la demande en énergie et en puissance du Distributeur.

Nous réitérons nos positions suivantes qui ont été soumises dans notre mémoire sur ce sujet :

*« L'exercice de prévision de la demande est un exercice particulièrement complexe qui requiert du travail de plusieurs experts et spécialistes ainsi que la collection des données qui ne sont pas à la portée des analystes externes d'Hydro-Québec. » (pièce C-ACEFQ-007, page 71) [nos soulignés]*

Et :

*« Il existe des écarts inévitables entre les ventes prévues et réelles, peu importe la méthodologie utilisée pour la prévision et les efforts consacrés à cette fin. Cependant, l'analyse des écarts pourrait aider le Distributeur à améliorer la précision de ses prévisions au bénéfice de l'ensemble de sa clientèle. » (pièce C-ACEFQ-007, page 73). [nos soulignés]*

Selon nous, pour suivre la performance d'une prévision de la demande en puissance et en énergie, il serait utile d'utiliser un ensemble d'indicateurs plutôt que le seul coefficient de corrélation R au carré. Outre ce dernier indicateur, les indicateurs suivants seraient utiles :

- Les écarts *annuels* en valeur absolue entre les demandes prévues et réelles en puissance et en énergie (exprimés en mégawatts et en méga-wattheures respectivement) ;
- Les écarts ci-dessus mentionnés exprimés en pourcentage de la demande en puissance ou en énergie ;
- Les impacts de ces écarts - exprimés en dollars - sur les coûts des achats de puissance et d'énergie ;
- Les impacts des écarts entre la prévision de la demande en puissance et la demande réelle sur le coût de transport (paiements annuels à Hydro-Québec TransÉnergie) ;
- Les impacts de ces écarts sur les revenus du Distributeur ;
- Les impacts des écarts entre la demande prévue et la demande réelle sur les coûts répartis par catégories de consommateurs ;

- La prise en compte dans la prévision de la demande des *impacts* de certaines stratégies récentes, par exemple, les rabais accordés aux clients au tarif de développement économique, les prix spéciaux applicables à l'option d'électricité additionnelle offerte aux entreprises, et les efforts du Distributeur pour développer des marchés au Québec.

Nous soumettons respectueusement qu'au-delà des indicateurs, il serait important que le Distributeur indique des mesures et actions qu'il entreprendra pour améliorer la précision de sa prévision de la demande d'une année à l'autre pour le bénéfice de sa clientèle.

Selon nous, le Distributeur serait bien placé pour proposer à la Régie un ensemble d'indicateurs de performance, compte tenu de son expérience et de sa capacité financière pour consulter au besoin des experts externes sur ce sujet complexe.

Dans sa réponse à la question 11.4 de l'ACEF de Québec, le Distributeur a affirmé que l'adoption des modèles à usages finaux pour les fins de la prévision de l'année témoin pourrait améliorer la prévision des besoins à la pointe :

« Dans une optique d'amélioration continue des modèles de prévision, le Distributeur affine continuellement ces indices pour qu'ils représentent bien l'évolution de la charge de la demande en puissance à la pointe d'hiver. L'adoption des modèles à usages finaux pour les fins de la prévision de l'année témoin depuis le dossier R-3980-2016 s'inscrit dans les travaux effectués et envisagés pour améliorer la prévision des besoins à la pointe. » (HQD, pièce B-0083, HQD-15, document 3, page 20).

Nous croyons donc que le Distributeur pourrait suggérer à la Régie des indicateurs spécifiques pour suivre le progrès qu'il réalise dans l'adoption des modèles à usages finaux ou dans toutes autres initiatives pour améliorer la performance de son modèle de prévision.

### **Question 1.2 de la Régie :**

**1.2** Dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2017-2026, le Distributeur présente la performance de la prévision des besoins en énergie et en puissance à la pointe d'hiver (référence (ii)). Celui-ci indique notamment que, sur un horizon à un an, l'écart moyen des prévisions des besoins en puissance à la pointe d'hiver est de 0,17 %.

À la section 5 de son mémoire soumis dans le présent dossier, l'AHQ-ARQ présente une analyse historique des écarts de prévision en puissance au début de l'hiver (référence (iii)). De cette analyse, la Régie comprend que l'écart prévisionnel moyen sur une période de 10 ans est de -65 MW, ou -0,18 %.

Veillez indiquer la position de l'ACEFQ relativement à la performance prévisionnelle historique de la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver du Distributeur sur la base des données fournies par le Distributeur dans son plan d'approvisionnement 2017-2026, de même que celles de l'analyse faite par l'AHQ-ARQ.

### Réponse de l'ACEF de Québec :

Nous soumettons respectueusement notre *réserve* à l'égard de l'utilisation de certains indicateurs soumis dans le plan d'approvisionnement du Distributeur pour apprécier la performance de la prévision de la demande aux fins de l'établissement des tarifs pour une année témoin spécifique.

Nous partageons plutôt l'avis de la Régie exprimé dans sa décision D-2015-018 selon lequel il incombe au Distributeur de faire un suivi *précis* de la performance de ses modèles de prévision de la demande dans les dossiers tarifaires :

« [435] Compte tenu de la nouveauté des modèles utilisés par le Distributeur et l'importance de ces prévisions sur le coût des approvisionnements, la Régie lui demande de faire un suivi précis des résultats et de les présenter lors des prochains dossiers tarifaires. » (D-2015-018, R-3905-2014, 6 mars 2015, p. 108) (nos soulignés) »

Selon nous, un modèle de prévision de la demande peut être jugé satisfaisant pour le plan d'approvisionnement, mais il ne le serait pas automatiquement pour un dossier tarifaire, car les impacts sur les consommateurs ne seraient pas les mêmes.

Plus spécifiquement, dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026, nous soumettons respectueusement que la précision de la prévision de la demande en énergie ne serait pas un enjeu important, compte tenu de l'état des surplus en électricité patrimoniale pour plusieurs années à venir.

Quant à la précision de la prévision de la puissance, elle n'aurait pas d'impact *immédiat* sur les achats de la puissance du Distributeur, selon son aveu présenté dans *l'État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026* :

« Le lancement d'un appel d'offres de long terme ne devrait pas être requis d'ici le dépôt du prochain plan d'approvisionnement, en 2019. D'ici là, le Distributeur sera en mesure de confirmer la contribution des programmes de gestion de la demande en puissance découlant des efforts de développement de marchés. » (HQD, État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 120). [nos soulignés]

En somme, les impacts financiers d'une imprécision ou précision de la prévision de la demande présentée dans le plan d'approvisionnement du Distributeur ne seraient pas immédiats.

À l'opposé, pour le présent dossier tarifaire, à titre d'exemple, la précision de la prévision de la demande en puissance et en énergie aurait des impacts dès 2018 sur les coûts d'approvisionnement et la facture de transport du Distributeur que supporteront ses clients. En un mot, la précision ou l'imprécision de la méthode de prévision de la demande a des impacts directs sur les tarifs de 2018-2019.

Quant à la performance de la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver sur un horizon d'un an telle que présentée par le Distributeur à la référence (ii), il convient de rappeler qu'il s'agit d'un écart moyen résultant de plusieurs prévisions des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

En effet, l'écart de 0,17% mentionné dans la question de la Régie [référence (ii)] est bien la moyenne des écarts entre les demandes prévues et réelles de quatre prévisions pour les années 2013, 2014, 2015 et 2016, selon les données présentées par le Distributeur dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026 et reproduites ci-dessous :

Extrait du tableau 2A-10 - Dossier R-3986-2016, pièce [B-0008](#), p. 22.

**TABLEAU 2A-10 :**  
**PERFORMANCE DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE**  
**ÉCARTS ENTRE LA DEMANDE PRÉVUE ET RÉELLE**

	Horizon	Nombre de résultats disponibles		Écart moyen *	Erreur-type RCMCE **
<b>Besoins en énergie</b>					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	0,99%	1,66%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	1,44%	1,56%
	à 3 ans	1	(2015)	4,24%	4,24%
<b>Besoins en puissance à la pointe d'hiver</b>					
	à 1 an	4	(2013, 2014, 2015,2016)	0,17%	0,59%
	à 2 ans	3	(2014, 2015,2016)	0,34%	1,14%
	à 3 ans	2	(2015,2016)	0,26%	0,59%
	à 4 ans	1	(2016)	1,95%	1,95%

\* Moyenne des écarts en pourcentage entre les besoins prévus et réels

\*\* La racine carrée des moyennes des carrés des écarts entre les besoins prévus et réels

\*\* RCMCE = Racine (  $\sum \text{écart}^2$  ) / nb )

Si cet écart moyen pouvait être considéré comme adéquat pour l'étude du plan d'approvisionnement, il ne le serait pas nécessairement pour les dossiers tarifaires, à notre humble avis.

La raison en est simple : dans un dossier tarifaire, les coûts d'approvisionnement et de transport sont déterminés sur la base des besoins de l'année témoin projetée, et non sur les besoins moyens d'une période donnée.

Nous rappelons respectueusement que pour une année témoin donnée, il y a des coûts associés aux achats d'électricité d'appoint dits « achats de puissance » qui sont déterminés en fonction des besoins prévus pour cette année témoin. De plus, le Distributeur ne peut accumuler cumulativement son électricité patrimoniale inutilisée. Bref, la notion de coût moyen sur une période donnée ne s'applique pas dans les calculs de coût d'approvisionnement aux fins d'établissement des tarifs.

Quant au coût de transport, tout « paiement en trop » au Transporteur pour une année donnée ne conduirait pas à un ajustement quelconque. Ce « paiement en trop » est irrécupérable.

Les tarifs par catégories de consommateurs que détermine la Régie ne sont pas basés sur l'évolution *moyenne* de la demande au cours des prochaines années et les coûts



*moyens* qui en découlent : ils sont basés strictement sur les coûts de l'année témoin projetée (2018 dans le cas du présent dossier).

Donc, l'écart *moyen* sur une période donnée ne serait pas tout à fait utile à l'appréciation de la performance d'un modèle de prévision de la demande en puissance dans un dossier tarifaire du Distributeur.

Il faudrait plutôt suivre les écarts **annuels** entre la prévision et la demande réelle pour identifier les sources des imprécisions et réaliser **à temps** des correctifs nécessaires.

Quant à l'analyse historique des écarts de prévision en puissance au début de l'hiver présenté dans le mémoire de l'AHQ-ARQ (référence (iii) mentionnée dans la question 1.2 de la Régie), il convient de rappeler son contexte.

L'AHQ-ARQ a présenté une analyse indiquant les écarts annuels entre la prévision et la demande sur une période de 10 ans. Nous reproduisons ci-dessous l'analyse de l'AHQ-ARQ et le tableau résumant les résultats.

*« Aléa de prévision au début de l'hiver*

*Le Distributeur estime, avec raison, que la précision de sa prévision de la demande en puissance un an à l'avance est très bonne. Sur la période de 2013 à 2016, l'erreur de la prévision a été de 0,17 % un an d'avance. Appliquée sur les besoins en puissance de l'hiver 2017-2018 de 37 853 MW, cette erreur **moyenne ne représente que 64 MW**. L'AHQ-ARQ a analysé les écarts de prévision en puissance sur une période de 10 ans pour une prévision faite au début de l'hiver pour des fins de détermination des achats de puissance pour la prochaine pointe. Le tableau suivant résume les résultats :*

**Tableau AHQ-ARQ-3**  
**Écarts de prévision en puissance au début de l'hiver (MW)**

	Prévision début de l'hiver (1)	Réel normalisé (2)	Écart	Mois de prévision (1)
2016-2017	37 727	37 769	42	Novembre
2015-2016	38 049	37 711	-338	Septembre
2014-2015	37 687	37 687	0	Novembre
2013-2014	37 510	37 519	9	Novembre
2012-2013	37 122	37 397	275	Novembre
2011-2012	37 052	37 040	-12	Novembre
2010-2011	36 851	36 830	-21	Novembre
2009-2010	36 027	36 050	23	Novembre
2008-2009	36 040	35 690	-350	ND
2007-2008	35 968	35 690	-278	ND
<b>Moyenne</b>			<b>-65</b>	
<b>Moyenne en valeur absolue</b>			<b>135</b>	
Sources:				
(1) Suivis des plan d'approvisionnement, Critères de fiabilité, Annexe D.				
(2) B-0015, p. 16, tableau 7; R-3986-2016, B-0006, HQD-1, document 2.2, p. 59, tableau 2D-9				

*Ce tableau montre lui aussi que l'erreur de prévision en puissance est très faible pour les dix dernières pointes, soit de l'ordre de 135 MW en valeur absolue. Étant donné les bons résultats de la prévision en puissance un an d'avance ou encore quelques mois à l'avance, l'AHQ-ARQ comprend mal que l'écart-type de l'aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver soit de 710 MW pour la pointe de l'hiver 2017-2018.*

*L'AHQ-ARQ se propose d'interroger le Distributeur sur cette question et formulera des recommandations au besoin. » [C-AHQ-ARQ-0007, pages 21 à 22] (nos soulignés)*

Nous désirons en premier lieu souligner l'initiative de l'AHQ-ARQ d'avoir présenté une analyse des écarts annuels, et non seulement la moyenne des écarts sur une période donnée.

Nous croyons que le Distributeur devrait adopter une démarche similaire dans les prochains dossiers tarifaires pour faciliter l'appréciation de ses prévisions de la demande en puissance.

Nous rappelons respectueusement que, tel qu'exigé par la décision D-2015-018, le suivi précis des besoins en puissance résultant de modèles de prévision dans les dossiers tarifaires incombe au Distributeur, et non à un intervenant (D-2015-018, R-3905-2014, 6 mars 2015, p. 108).

À notre connaissance, il n'y a rien qui oblige un intervenant de soumettre à la Régie un suivi régulier d'un dossier tarifaire à l'autre de la performance de la prévision de la demande en puissance du Distributeur.

Comme la Régie nous a demandé de prendre position sur l'analyse d'AHQ-ARQ, nous soumettons avec respect ci-dessous certains commentaires.

Premièrement, nous avons la même *réserve* que dans le cas d'Hydro-Québec quant à l'utilisation des écarts moyens d'une période donnée entre les demandes prévues et réelles pour l'étude de la prévision de la demande aux fins d'établissement des tarifs.

Deuxièmement, la moyenne calculée par AHQ-ARQ sur la période de 2007-2008 à 2016-2017 couvrait les écarts résultant d'au moins deux modèles différents de prévision de la demande, car le Distributeur a adopté une nouvelle méthode de prévision depuis 2013 ou 2014, comme en témoigne la décision D-2014-205 de la Régie :

« Opinion de la Régie - suivi de la nouvelle méthodologie

[36] EBM et SÉ-AQLPA proposent que la nouvelle méthodologie présentée par le Distributeur fasse l'objet d'un suivi afin d'en évaluer l'impact et la performance.

[37] Le Distributeur propose de fournir un suivi des écarts prévisionnels pour les horizons d'un et deux ans dans le cadre des prochains états d'avancement.

[38] La Régie demande au Distributeur de fournir, pour chacun des secteurs, tel que proposé lors de sa présentation sur la méthodologie de la prévision des ventes, les statistiques permettant de suivre l'évolution de la performance des

modèles utilisés pour la prévision de la demande en énergie et en puissance. » (D-2014-205 – dossier R-3864-2013) (nos soulignés).

Selon nous, pour apprécier la performance d'une méthodologie de prévision de la demande, l'utilisation des écarts moyens résultant de deux méthodologies de prévision différentes serait problématique.

Nous comprenons que le but de l'AHQ-ARQ serait plutôt de questionner le Distributeur sur son évaluation de l'écart-type de l'aléa sur les besoins en puissance de 710 MW :

*« l'AHQ-ARQ comprend mal que l'écart-type de l'aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver soit de 710 MW pour la pointe de l'hiver 2017-2018 .*

*L'AHQ-ARQ se propose d'interroger le Distributeur sur cette question et formulera des recommandations au besoin.* » [ pièce C-AHQ-ARQ-0007, page 22].

### **Question 1.3 de la Régie :**

**1.3** Veuillez élaborer sur les mesures d'amélioration susceptibles d'aider le Distributeur à améliorer sa prévision de la demande (référence (iv)). Veuillez préciser dans quelle mesure celles-ci peuvent assurer que les prévisions du Distributeur sont objectives et suffisamment précises pour être utilisées aux fins d'établissement des tarifs de 2018-2019 (références (v) et (vi)).

### **Réponse de l'ACEF de Québec :**

La Régie nous demande d'élaborer sur les mesures d'amélioration susceptibles d'aider le Distributeur à améliorer sa prévision de la demande mentionnées à la référence (iv).

Les quelques mesures présentées dans notre mémoire [référence (iv)] sont tirées d'une étude de EISPC & NARUC sur la prévision de la demande<sup>1</sup>.

La mesure «Chercher continuellement les améliorations – Always Look for Improvement» serait une *approche* qui permettrait aux services publics de prendre des actions pour améliorer de façon continue leur prévision.

---

<sup>1</sup> Eastern Interconnection States Planning Council & National Association of Regulatory Utility Commissioners, EISPC & NARUC Load Forecasting Case Study (2015).

Cette approche éviterait aux divers distributeurs et services publics la tentation de se contenter de l'obtention d'un niveau de précision donné d'un indicateur.

À titre d'exemple, le Distributeur a jugé que l'écart de 0,37% entre le besoin en puissance prévu pour l'hiver 2016-2017 et le besoin réel est plutôt faible, mais, selon nous, l'application de l'approche d'amélioration continue lui permettrait d'identifier certaines pistes d'amélioration, par exemple des sondages auprès de sa clientèle résidentielle sur certains sujets spécifiques ( par exemple, la gestion des besoins en puissance par le truchement du tarif DT et l'implantation éventuelle de la tarification dynamique) :

« 10.5 Veuillez commenter sur la précision de votre prévision de besoin en puissance à la pointe de l'hiver 2016-2017.

Réponse :

Au dossier R-3980-2016, le Distributeur prévoyait des besoins en puissance de 37 630 MW à la pointe de l'hiver 2016-2017. Cette prévision s'appuyait sur la méthodologie décrite en réponse à la question 11.1. La pointe normalisée de l'hiver 2016-2017, établie a posteriori, est de 37 769 MW, soit un écart de 139 MW par rapport à la valeur prévue (+ 0,37%). Le Distributeur juge que cet écart est plutôt **faible** pour une prévision réalisée un an à l'avance. » (nos soulignés).

Sur cette approche d'amélioration continue, lisons les explications de EISPC & NARUC :

#### « 8.1 Always Look for Improvements

All forecasts are wrong. Expecting perfect forecasts is unrealistic and one of the worst practices in forecasting. A best practice would be to set a realistic target with the understanding that accuracy can be affected by many factors: magnitude of the load, customer segmentation, and timing and predictability of those dependent variables. A bad model may have some lucky moments (and vice versa), but a good forecaster should always be able to analyze the situation with a cool mind regardless.

For many decades, researchers and practitioners have been working hard to reduce forecasting errors. As a result, various techniques have been tried for load forecasting. However, a forecast is just the output of the entire forecasting process. Accuracy is just one measure of the quality of the forecast. When evaluating the forecasting process (including the forecast itself), there are many other things we should consider, such as the output format, computational

complexity, interpretability, reproducibility, traceability, defensibility, and so forth." (EISPC & NARUC Load Forecasting, p. 136). (nos soulignés)

Donc, selon EISPC & NARUC, la précision n'est qu'une seule mesure de la qualité d'une méthode de prévision de la demande. On doit considérer bien d'autres éléments dans l'évaluation d'un modèle de prévision : le format des résultats, la complexité des calculs, l'interprétation des résultats, etc.

Si le Distributeur voulait s'inspirer de cette approche conseillée par EISPC & NARUC, il pourrait peut-être voir à perfectionner ses explications des résultats de ses modèles de régression linéaire pour qu'elles deviennent de plus en plus compréhensives, notamment pour les personnes peu familières avec les techniques économétriques et de régression linéaire multiple.

Quant à la mesure "Tirer parti d'opinion d'autrui – Gather a second opinion", EISPC & NARUC suggère de combiner plusieurs techniques ou méthodologies :

**"8.11 Gather a Second Opinion**

Empirically, combining forecasting techniques usually does a better job than each individual by offering more robust and accurate forecasts. We would recommend utilities to try different vendors and/or methodologies to develop load forecasts." (EISPC & NARUC Load Forecasting, p. 136)

Dans le cas du Distributeur, nous croyons qu'il pourrait utiliser les résultats des campagnes de mesures, des sondages et des enquêtes auprès de sa clientèle comme *compléments* à sa méthode de régression linéaire.

Dans sa question 1.3, la Régie mentionne la référence (v), soit le tableau A-2 de la pièce B-0015, HQD-4, document 2, page 23. Ce tableau présente la prévision des ventes (en GWh) par catégories de consommateurs pour l'année historique 2016, l'année de base 2017, et l'année témoin 2018.

Nous croyons qu'il serait utile que le Distributeur indique si ces prévisions tiennent compte ou non des résultats du sondage sur les comportements de consommation de la clientèle résidentielle et ce dans quelle mesure, ainsi que de l'opinion des dirigeants des grandes industries sur leurs besoins en électricité de 2018. Sur ce dernier point, nous soumettons respectueusement qu'il serait possible que les besoins en électricité à court

terme identifiés par les chefs d'entreprises seraient aussi « fiables » que les résultats de calculs mathématiques basés sur les données historiques.

À propos de la mesure « Maintenir la connaissance et Mettre à jour l'infrastructure – Keep Knowledge and Infrastructure Up to Date », EISPC & NARUC mentionne plusieurs nouvelles méthodologies et techniques de prévision de la demande :

**“8.12 Keep Knowledge and Infrastructure Up to Date**

The forecasting community is advancing methodologies and techniques every day. Many of these new findings are applicable to energy forecasting. For instance, the hierarchal time series forecasting techniques used in retail and the consumer packaged goods industry can be adopted to household-level load forecasting. Probabilistic forecasting techniques used in meteorological forecasting have been applied to wind power forecasting. To keep the forecasts competitive in the market, energy forecasters have to follow the recent findings in the field. Getting involved in professional groups, such as the IEEE Working Group on Energy Forecasting, is an effective way to learn ideas from and share experience with other energy-forecasting experts.” (EISPC & NARUC Load Forecasting, page 141) [nos soulignés].

Dans le cas du Distributeur, nous soumettons respectueusement qu'il devrait exploiter au maximum possible l'infrastructure des données offerte par les compteurs de nouvelles générations.

Les caractéristiques de consommation de sa clientèle découlant de cette exploitation seront objectives puisqu'elles sont basées sur des mesures physiques. Elles seront fiables considérant que le Distributeur a accès à un « échantillon » extrêmement grand. À notre connaissance, le Distributeur a accès actuellement aux données mesurées de façon précise relatives à la consommation de la presque totalité de ses 3,9 millions clients résidentiels et agricoles.

Nous notons que le Distributeur est membre du *Energy Forecasting Group (Itron)* lui donnant accès à des informations relatives à la prévision de la demande, mais cela ne l'empêcherait pas de consulter au besoin d'autres experts pour des sujets spécifiques, par exemple, les différentes techniques pour prévoir les besoins en puissance sur un horizon d'un an :



« 29.5 Veuillez indiquer si le Distributeur fait appel aux experts externes pour améliorer la performance de sa prévision de la demande en énergie et en puissance.

Réponse :

Le Distributeur est membre du Energy Forecasting Group (Itron), lui donnant accès à des informations méthodologiques relatives à la prévision en énergie, en puissance et des revenus. Le Distributeur s'y informe des tendances prévues, par exemple sur les taux de diffusion et l'efficacité des équipements des secteurs résidentiel et commercial aux États-Unis. » (HQD, dossier R-3980-2016, pièce HQD-16, document 2, page 39).

Enfin, EISPC & NARUC explique la mesure « Adopter une approche interdisciplinaire – Take An Interdisciplinary Approach to Integrated Load Forecasting » comme suit :

« [...] Load forecasting is an interdisciplinary field. To further advance our knowledge, we have to take an interdisciplinary approach by involving various communities, such as statistical forecasting, artificial intelligence, meteorological science, and power engineering. Therefore, it is recommended to build an in-house analytics center of excellence where statisticians, data miners, meteorologists, business liaisons, IT analysts, and software developers can work together to tackle the emerging challenges of energy forecasting.” (EISPC & NARUC Load Forecasting, page 142). [nos soulignés].

Dans le cas du Distributeur, l'application de cette mesure pourrait susciter davantage de collaboration entre les spécialistes en statistiques, en traitement de l'information, et en systèmes électriques, par exemple.

Prenons le cas de la référence (vi) mentionnée dans la question 1.3 de la Régie.

Cette référence traite des besoins totaux en puissance prévus pour l'hiver 2017-2018 :



Extrait du texte et du tableau 3 – HQD, pièce B-0022, page 6, tableau 3 (référence (vi) de la question 1 de la Régie) :

- 1 Les besoins en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2017-2018 sont de 37 853 MW,
- 2 tels qu'ils sont illustrés au tableau 7 de la pièce HQD-4, document 2. Considérant la réserve
- 3 requise de 3 746 MW, les besoins en puissance au-delà de la contribution du contrat
- 4 patrimonial s'élèvent à 4 157 MW, comme il appert du tableau 3.

**TABLEAU 3 :**  
**BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2017-2018 Année témoin
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>37 853</b>
<i>plus</i> réserve requise	3 746
<i>Taux de réserve</i>	9,9%
<i>moins</i> électricité patrimoniale <i>(incluant la réserve)</i>	37 442
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>	<b>4 157</b>

Selon notre compréhension, le tableau 3 ne fait que reproduire la valeur des besoins réguliers du Distributeur de 37 853 MW prévus pour l'hiver 2017-2018. Il ne donnerait aucune information supplémentaire permettant l'appréciation de la précision ou de la qualité de la prévision de ce besoin en puissance. Le seul intrant additionnel présenté dans ce tableau serait le taux de réserve de 9,9% qui impliquerait la mise en place d'une quantité de réserve de 3 746 MW en puissance pour l'hiver 2017-2018.

Comme le taux de réserve dépend à la fois de l'ampleur du besoin prévu et de la « qualité » des approvisionnements (taux de disponibilité ou taux de panne) pour l'année à venir, son évaluation ne saurait provenir *uniquement* des statistiques ou de la régression linéaire (données historiques). Elle devrait s'effectuer avec la collaboration des spécialistes en informatique, en modélisation et en systèmes électriques pour obtenir une prévision adéquate des besoins totaux (besoin plus réserve).

#### **Question 1.4 de la Régie :**

- 1.4** La Régie comprend que l'intervenante s'oppose à l'abrogation du suivi de la performance prévisionnelle exigé par la décision D-2015-018 (référence (vii)). Toutefois, en tenant

compte des références (viii) et (ix), veuillez élaborer sur l'utilité de ce suivi, sous sa forme actuelle (référence (x)), pour suivre la performance prévisionnelle des modèles du Distributeur.

**Réponse de l'ACEF de Québec :**

La Régie nous demande d'élaborer sur l'utilité du suivi, sous sa forme actuelle, en tenant compte des références (viii) et (ix), pour suivre la performance prévisionnelle des modèles de prévision de la demande du Distributeur.

Prise en compte de la référence (viii) – pièce B-0015, page 26, tableau A-7

La référence (viii) mentionnée dans la question 1.4 de la Régie est un tableau préparé par le Distributeur montrant les coefficients de détermination (ou coefficients de corrélation R au carré) des modèles utilisés pour la prévision des ventes par secteurs de consommation. Le Distributeur a donc utilisé la technique de régression linéaire pour prévoir les besoins en énergie.

Une très grande majorité des coefficients montrés à la référence (viii) sont supérieurs à 90% dont les coefficients pour le secteur Résidentiel et agricole sont évalués par le Distributeur à 99,8% à 99,9%.

Il serait difficile pour nous de nous convaincre que ce niveau très élevé de ces coefficients nous assurerait une prévision précise quand on constate que la prévision de la demande pour 2016 qui s'effectuait justement avec ces coefficients a entraîné une surestimation des coûts d'approvisionnement et de transport de l'ordre de 103 millions de dollars (voir notre mémoire, pièce C-ACEFQ-0007, pages 76 à 77).

La remise en question explicite de EISPC & NARUC de l'utilisation des coefficients de corrélation R au carré pour les tests de performance des modèles de prévision de la demande suggère qu'on ne doit pas se fier *uniquement* sur ces coefficients pour apprécier les prévisions de la demande basées sur la régression linéaire (voir résumé des explications de EISPC & NARUC reproduit dans notre mémoire, pièce C-ACEFQ-0007, pages 81-82).

Nous soumettons donc avec respect que ces coefficients de détermination très élevés montrés à la référence (viii) ne témoigneraient pas *nécessairement* de la précision de la prévision de la demande effectuée par le Distributeur.

En somme, les coefficients de détermination ou de corrélation R au carré seraient peu utiles sinon inutiles à l'appréciation de la performance de la prévision des ventes (en énergie). [Le Distributeur n'a jamais soumis de coefficients de corrélation pour sa prévision de la demande en puissance].

Prise en compte de la référence (ix) (Pièce B-0015, pages 12 à 15)

Quant à la référence (ix) mentionnée dans la question 1.4 de la Régie, il s'agit principalement de l'évolution de la prévision et des explications du Distributeur au sujet des écarts pour l'année de base 2017 (pièce B-0015, p. 12 à 14). Le Distributeur y explique les écarts par rapport à la prévision retenue par la Régie dans le dossier tarifaire de l'an dernier ainsi que les ventes publiées de 2017.

Nous notons que, parfois, les explications des écarts du Distributeur pour 2017 nous laissent perplexes, parce qu'on explique des écarts entre les demandes prévues et réelles par des ventes plus faibles que prévues (!) :

« Aux tarifs D et DM, l'écart de 225 GWh découle essentiellement des ventes au tarif DP plus faibles que prévues pour l'année 2017. » (Pièce B-0015, page 12, ligne 4) ;

« Ce reclassement, de 630 GWh, masque donc un écart favorable de 372 GWh, qui découle notamment du fait que l'impact en 2017 des rationalisations attendues au secteur des pâtes et papiers a été moindre que prévu. » (pièce B-0015, p. 13, ligne 3) ;

« Les besoins en énergie pour l'année 2017 sont supérieurs de 0,6 TWh à ceux acceptés dans la décision D-2017-022. Cette augmentation s'explique principalement par celle des ventes prévues. » (pièce B-0015, p. 15, ligne 10).

La page 15 de la référence (ix) résume la prévision des besoins en énergie et en puissance pour 2018 et le tableau 7 présenté à la page 16 présente des données pour 2016, 2017, et 2018.

Nous soumettons respectueusement que les explications du Distributeur pour les besoins de l'année 2017 et 2018 seraient relativement utiles à l'appréciation de sa prévision de la demande de 2018 qui constitue une donnée fondamentale du présent dossier.

Utilité du suivi présenté par le Distributeur dans la référence (x) - pièce B-0015, pages 16 à 19

Le suivi, sous sa forme actuelle [référence (x)], serait utile pour se convaincre du réalisme de la prévision de la demande effectuée par le Distributeur.

Le Distributeur présente à la référence (x) des **analyses** de la performance de sa prévision pour différents segments de sa clientèle, ainsi que des figures pour permettre la visualisation de leur évolution et de l'ampleur des écarts annuels entre les demandes retenues pour établir les tarifs et les demandes réelles.

Aux fins de notre discussion, nous reproduisons ci-dessous deux figures présentées par le Distributeur pour l'analyse de la performance prévisionnelle des secteurs résidentiel et agricole, commercial et institutionnel, et industriel PME et du secteur Industriel Grandes entreprises. [référence (x)].

On y voit les écarts entre la demande prévue et la demande réelle pour chacune des années de la période 2012-2016 [écarts annuels et non la moyenne des écarts pour une période donnée], les prévisions pour l'année de base 2017 et l'année témoin 2018 (en couleur rouge).

Ces figures permettraient donc de faire un lien entre les ventes historiques depuis 2012 et les prévisions du Distributeur pour 2018.

Par comparaison, les explications du Distributeur de sa prévision par secteur ne présente que les analyses relatives aux ventes depuis 2016 c'est-à-dire pour l'année historique, l'année de base avec les données réelles de seulement quelques mois et l'année témoin projetée [HQD, pièce B-0015, pages 6 à 16].

Ce suivi constituerait un *complément* utile aux explications sur les écarts entre les besoins prévus et réels pour l'année de base 2017 présentées par le Distributeur à la pièce B-0015, pages 12 à 14 [référence (ix)].

Malheureusement, le Distributeur demande à la Régie de ne plus avoir à soumettre ce suivi bien utile dans les dossiers tarifaires incluant des **analyses** appropriées :

« [...] le Distributeur demande respectueusement à la Régie d'être soustrait à son obligation de produire, pour les dossiers tarifaires futurs, le suivi demandé dans la décision D-2015-018. Pour plus de précision, le Distributeur propose de ne plus

déposer les figures 2 et 3 de la présente section, ainsi que l'analyse qui les accompagne. » (pièce B-0015, page 17, ligne 10). (nos soulignés)

Nous soumettons respectueusement qu'en voulant diminuer la profondeur de ses analyses de la performance de son modèle de prévision de la demande, le Distributeur diminuerait en même temps la confiance des intervenants en ses résultats.

Ceci irait évidemment à l'encontre de l'esprit de la décision D-2015-018 qui exige un suivi précis des résultats du modèle de prévision de la demande utilisé par le Distributeur pour les dossiers tarifaires.<sup>2</sup>

Nous aimerions souligner respectueusement que ce suivi n'est pas complet : selon nous, le Distributeur devrait soumettre également, dans ses dossiers tarifaires, un suivi de la performance de sa prévision des besoins en puissance compte tenu de ses impacts très importants sur les coûts de transport et ceux associés aux achats de puissance pour la période d'hiver.

Nous rappelons avec respect que la Régie a exigé un suivi de la performance des modèles utilisés pour la prévision de la demande en puissance aussi bien qu'en énergie, lors de son examen de la nouvelle méthodologie de prévision de la demande du Distributeur :

«Opinion de la Régie - suivi de la nouvelle méthodologie

[...]

[38] La Régie demande au Distributeur de fournir, pour chacun des secteurs, tel que proposé lors de sa présentation sur la méthodologie de la prévision des ventes, les statistiques permettant de suivre l'évolution de la performance des modèles utilisés pour la prévision de la demande en énergie et en puissance. » (D-2014-205 – dossier R-3964-2013 – Plan d'approvisionnement 2014-2023) (nos soulignés)

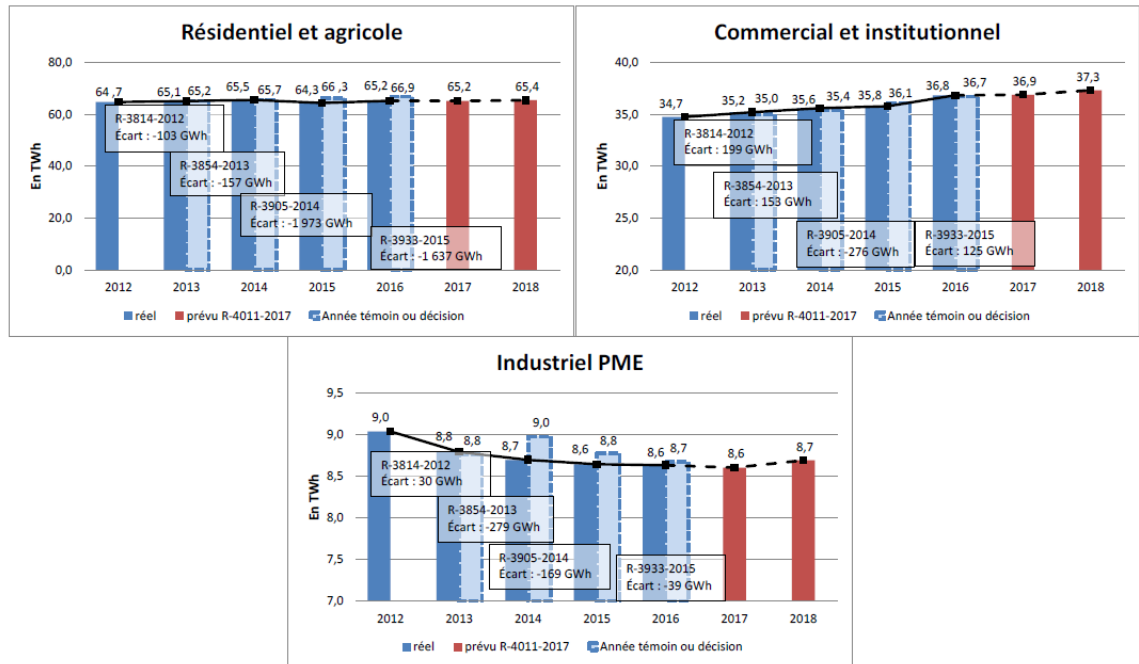
Finalement, nous soumettons respectueusement que la défense par le Distributeur de sa prévision de la demande, aux fins de l'établissement des tarifs, doit être la plus *complète* possible dans le dossier tarifaire en question afin de faciliter la décision de la Régie et la participation des intervenants.

---

<sup>2</sup> D-2015-018, R-3905-2014, 6 mars 2015, p. 108.

Extrait de la figure 2 (suivi présenté par le Distributeur) – pièce B-0015, page 18.

**FIGURE 2 :  
 PERFORMANCE PRÉVISIONNELLE DES SECTEURS RÉSIDENTIEL ET AGRICOLE,  
 COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL, ET INDUSTRIEL PME**



Extrait de la figure 3 (suivi présenté par le Distributeur, pièce B-0015, p. 19)

**FIGURE 3 :  
 PERFORMANCE PRÉVISIONNELLE DU SECTEUR INDUSTRIEL GRANDES ENTREPRISES**

