

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3  
DE LA RÉGIE**

**RÉSEAU INTÉGRÉ**



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023 (LE PLAN) D'HYDRO-QUÉBEC DANS  
SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (LE DISTRIBUTEUR)**

---

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ**

**PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ**

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0007, p. 61;
  - (ii) Pièce B-0021, p. 4;
  - (iii) Pièce B-0021, p. 5, 7 et 8;
  - (iv) Pièce B-0034, p. 17;
  - (v) Pièce B-0026, p. 6 et 7.

**Préambule :**

- (i) « 2.1 Utilisation d'outils additionnels dans la prévision des ventes de court terme

*Comme le Distributeur l'a mentionné dans le dossier tarifaire 2013-2014 (R-3814-2012), il s'est doté d'outils additionnels consistant en des modèles de régression linéaire multiple pour chacun des secteurs de consommation. » [nous soulignons]*

- (ii) « [...] Ils [les modèles de prévision] reflètent les techniques de modélisation économétrique reconnues dans l'industrie. »

(iii) « L'historique des écarts de prévision n'est donc pas suffisamment long pour permettre d'évaluer leur performance prévisionnelle sur les différents horizons de prévision. Cependant, la performance de ces modèles a été évaluée sur les données historiques de la période 2006-2011 [...] les coefficients de détermination des modèles pour les secteurs de consommation considérés sont très élevés et varient entre 82,5 % et 99,9 %. » [nous soulignons]

(iv) « Le choix de la période d'estimation de 2006 à 2013 pour les modèles économétriques de court terme provient du fait que ces modèles visent à capter les déterminants conjoncturels de l'évolution des ventes sur une courte période. Statistiquement, des données historiques sur une période de cinq ans sont amplement suffisantes pour ce type de modèles. » [nous soulignons]

(v) Les écarts entre les ventes réelles et les ventes modélisées pour l'année 2013 se situent, en valeur absolue, entre 0,0 % et 1,0 %.

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez indiquer si le modèle utilisé pour la prévision des ventes de long terme à chacun des secteurs de consommation est, à l'instar du court terme, un modèle de régression linéaire multiple.

**Réponse :**

**Les modèles utilisés pour la prévision des ventes de long terme de chacun des secteurs de consommation sont des modèles de régression linéaire multiple.**

- 1.1.1. Dans la négative, veuillez présenter les caractéristiques des modèles autres que les modèles de régression linéaire multiple.

**Réponse :**

**Sans objet.**

- 1.2 Veuillez confirmer que la performance des modèles de prévision des ventes n'a pas été évaluée sur un horizon supérieur à 6 ans (2006-2011).

**Réponse :**

**La performance des modèles de prévision, en ce qui a trait à la détermination, a été évaluée sur la période historique 2006-2013. Cette évaluation a été fournie en réponse à la question 1.2 de la pièce HQD-3, document 1 (B-0021). Cette évaluation est une mise à jour de la détermination calculée sur la période historique 2006-2011, qui avait été fournie en réponse et en complément de réponse à la question 1.1 de la FCEI, à la pièce HQD-13, document 7 (B-0088 et B-0101) du dossier R-3814-2012.**

- 1.2.1. Si vous confirmez, veuillez justifier le choix de chacun des types de modèle de long terme (régression linéaire multiple et autres, le cas échéant), outre le fait qu'ils « reflètent les techniques de modélisation économétrique reconnues dans l'industrie ».

**Réponse :**  
**Sans objet.**

1.2.2. Si vous infirmez, veuillez présenter cette évaluation.

**Réponse :**  
**Sans objet.**

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0007, p. 63;
  - (ii) Pièce B-0021, p. 5 et 6;
  - (iii) Pièce B-0021, p. 32;
  - (iv) Pièce B-0007, p. 61 et 62;
  - (v) Pièce B-0026, p. 18, 19 et 20;
  - (vi) Pièce B-0026, p. 6;
  - (vii) Pièce B-0051, p. 4;
  - (viii) Pièce B-0027, p. 9.

**Préambule :**

(i)

**TABLEAU 2E-1**  
**VARIABLES EXPLICATIVES RETENUES POUR LES MODÈLES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

Secteurs	VARIABLES explicatives
Résidentiel et agricole	Degrés-jour de chauffage, Degrés-jour de climatisation, Nombre d'abonnements, Rémunération des salariés, Population de 15 ans et plus
Commercial et institutionnel	Degrés-jour de chauffage, Degrés-jour de climatisation, Nombre d'abonnements, Population de 15 ans et plus, PIB secteur des services, Emploi secteur des services
PME industriel	Degrés-jour de chauffage, Degrés-jour de climatisation, Nombre d'abonnements, Taux de change, PIB manufacturier, Emploi manufacturier
Pâtes et papiers	Nombre d'abonnements, PIB pâtes et papiers, Livraison de produits en bois, PIB industrie de l'information et industrie culturelle
Mines	Nombre d'abonnements, PIB extraction minière, PIB total, Emploi manufacturier, Taux de change
Divers manufacturiers	Nombre d'abonnements, PIB manufacturier, Taux de change
Sidérurgie, fonte et affinage	Nombre d'abonnements, PIB première transformation des métaux, PIB industries de biens durables, Indice des prix industriels de l'aluminium
Pétrole et chimie	Nombre d'abonnements, PIB industries de biens durables, PIB industries de biens non durables, Ventes commerces de détail
Réseaux municipaux	Degrés-jour de chauffage, Degrés-jour de climatisation, Rémunération des salariés, Population de 15 ans et plus, Emploi total, PIB total

(ii) La Régie constate que le Distributeur présente la détermination des modèles pour des secteurs de consommation qui n'apparaissent pas au tableau 2E-1 de la référence (i), soit :

- le transport public;
- l'éclairage public;
- GE – Commercial et institutionnel.

(iii) « *Le Distributeur utilise des modèles de régression linéaire multiple pour les Réseaux de distribution municipaux, l'éclairage public et le transport public. [...]* »

*Les variables économiques utilisées dans les nouveaux modèles sont la rémunération des salariés, le PIB total, l'emploi total et la population de 15 ans et plus. Des variables climatiques sont aussi utilisées dans le modèle de prévision des ventes aux Réseaux de distribution municipaux. »*

(iv) Au secteur Résidentiel et agricole, « *à long terme, le Distributeur utilise toujours des données de type technico-économique telles :*

- *La consommation unitaire des équipements électriques;*
- *Le taux de diffusion des équipements électriques;*
- *L'efficacité des équipements électriques;*
- *Des données techniques sur les habitations (superficie, nombre d'occupants et autres) ».*

Au secteur Commercial et institutionnel, « *à long terme, le Distributeur utilise toujours des données de type technico-économique. [...] ces données sont :*

- *L'intensité énergétique par usages finaux;*
- *Le taux de diffusion par usages finaux;*
- *L'efficacité par usages finaux;*
- *La superficie du parc d'immeubles à ce secteur ».*

Au secteur Industriel, « *À long terme, conformément à la méthodologie présentée pour le court terme, la prévision est déterminée essentiellement à partir des prévisions économiques de la production industrielle. Les projets d'investissements majeurs sont évalués distinctement ».*

(v) Le Distributeur indique qu'il n'utilise pas d'autres variables pour la prévision de long terme du secteur Industriel PME, du secteur Industriel – GE et du secteur Autres que celles énumérées au tableau 2E-1 de la référence (i).

(vi)

**TABLEAU R-2.4  
SIGNIFICATIVITÉ DES VARIABLES UTILISÉES**

Secteurs	Variables explicatives
Résidentiel et agricole	Degrés-jour de chauffage**, Degrés-jour de climatisation, Rémunération des salariés, Population de 15 ans et plus**, Mises en chantier**
Commercial	Degrés-jour de chauffage**, Degrés-jour de climatisation**, Population de 15 ans et plus**, PIB secteur des services**, Emploi secteur des services**
Institutionnel	Degrés-jour de chauffage**, Degrés-jour de climatisation**, Population de 15 ans et plus**, PIB secteur public**, Emploi secteur public**
PME industriel	Degrés-jour de chauffage**, Degrés-jour de climatisation*, Taux de change*, PIB manufacturier**, Emploi manufacturier**
Pâtes et papiers	Nombre d'abonnements**, PIB pâtes et papiers**, PIB industrie de l'information et industrie culturelle**
Mines	Nombre d'abonnements**, PIB extraction minière*, PIB total*, Emploi manufacturier, Taux de change
Divers manufacturiers	Nombre d'abonnements**, Emploi manufacturier**, PIB manufacturier**
Sidérurgie, fonte et affinage	Nombre d'abonnements**, PIB première transformation des métaux**, PIB industries de biens durables**
Pétrole et chimie	Nombre d'abonnements**, PIB industries de biens durables**, PIB industries de biens non durables**, Taux de change
Autres <sup>1</sup>	Degrés-jour de chauffage**, Degrés-jour de climatisation, Rémunération des salariés**, Population de 15 ans et plus**, Emploi total**, PIB total**

<sup>1</sup> incluant les réseaux municipaux, le transport public et l'éclairage public.

La Régie constate les différences suivantes entre les variables contenues dans ce tableau et celles du tableau 2E-1 de la référence (i) :

- Au secteur Résidentiel et agricole, la variable « Mises en chantier » du tableau R-2.4 remplace la variable « Nombre d'abonnements » du tableau 2E-1;
- Aux secteurs Commercial, Institutionnel et PME industriel, le « Nombre d'abonnements » qui apparaît au tableau 2E-1 n'apparaît pas au tableau R-2.4;
- Au secteur Pâtes et papiers, la « Livraison de produits en bois » qui apparaît au tableau 2E-1 n'apparaît pas au tableau R-2.4;
- Au secteur Divers manufacturiers, la variable « Emploi manufacturier » du tableau R-2.4 remplace la variable « Taux de change » du tableau 2E-1;
- Au secteur Sidérurgie, fonte et affinage, l'« Indice des prix industriels de l'aluminium » qui apparaît au tableau 2E-1 n'apparaît pas au tableau R-2.4;
- Au secteur Pétrole et chimie, la variable « Taux de change » du tableau R-2.4 remplace la variable « Ventes commerces de détail » du tableau 2E-1.

(vii) « [...] certaines variables ne sont pas utilisées séparément dans les modèles de prévision. Elles sont plutôt regroupées dans un indice composite et deviennent ainsi des facteurs déterminant les ventes d'électricité. »

(viii) Les variables « Rémunération des salariés », « PIB total », « Emploi total » et « Population de 15 ans et plus » ne sont pas utilisées séparément dans le modèle de prévision du secteur Autres. Elles sont plutôt regroupées dans un indice composite de type Cobb-Douglas.

**Demandes :**

2.1 Veuillez expliquer pourquoi le secteur de consommation GE – Commercial et institutionnel cité à la référence (ii) n'apparaît pas aux tableaux 2E-1 et R-2.4 [références (i) et (vi)].

**Réponse :**

**Le modèle du secteur GE – Commercial et institutionnel est une variante des modèles des secteurs Commercial et Institutionnel. Il a donc les mêmes variables explicatives et celles-ci sont significatives à 5 %.**

2.2 Veuillez expliquer les différences entre les variables du tableau 2E-1 et celles du tableau R-2.4.

**Réponse :**

**La variable « Mises en chantier » remplace la variable « Nombre d'abonnements » puisque les abonnements résidentiels utilisés pour prévoir les ventes d'électricité résidentielles de court terme sont, entre autres, déterminés par les mises en chantier. Il n'y a donc pas de significativité associée au nombre d'abonnements.**

**La variable « Nombre d'abonnements » n'a pas été présentée dans le tableau à la référence (vi) pour les secteurs Commercial, Institutionnel et PME Industriel puisqu'elle n'est pas une variable explicative directe de leur modèle de régression linéaire multiple. Le nombre d'abonnements de ces secteurs est déterminé par les mêmes variables économiques que leurs ventes. Il n'y a pas de significativité associée au nombre d'abonnements.**

**Le nombre d'abonnements est multiplié par les ventes prévues par abonnement pour obtenir les ventes totales pour ces secteurs.**

**Dans le tableau à la référence (i), le Distributeur a présenté, pour les secteurs Industriels Grandes entreprises, les variables qu'il avait fournies en réponse et en complément de réponse à la question 1.2.1 de la FCEI, à la pièce HQD-13, document 7 (B-0088 et B-0101) du**

dossier R-3814-2012. Il a procédé ainsi, puisqu'à son avis, l'intégration de variables économiques dans la prévision des ventes à ces secteurs constituait un changement méthodologique. Le Distributeur tient à rappeler qu'auparavant, la prévision des ventes Grandes entreprises était effectuée par client à l'aide de sa consommation historique et des variations de charge prévues.

Au présent dossier, lorsque la significativité des variables a été demandée en demande de renseignements, le Distributeur a présenté l'état des modèles de court terme utilisés pour la prévision du Plan d'approvisionnement. Les variables explicatives retenues sont propres à la prévision du Plan d'approvisionnement. Elles peuvent changer compte tenu de certains critères comme leur significativité et la disponibilité de leur prévision.

Ces éléments expliquent les différences observées aux références du préambule pour les modèles de prévision des secteurs Pâtes et papiers, Divers manufacturier, Sidérurgie et Pétrole et chimie.

2.3 Veuillez remplir le tableau suivant :

- en précisant la significativité de chacune des variables dans les modèles de prévision de court terme et celle dans les modèles de prévision de long terme;
- en indiquant les indices composites et les variables qui les composent;
- en tenant compte des constats de la Régie en préambule.

Secteur de consommation	Variables explicatives dans les modèles de prévision de court terme	Variables explicatives dans les modèles de prévision de long terme

Réponse :

Le tableau R-2.3 présente les variables utilisées dans les modèles de prévision des ventes de court et de long terme.

Ces modèles se fondent sur les mêmes historiques pour les variables économiques et climatiques. En outre, les modèles de long terme utilisent des variables composites pour tenir compte des composantes structurelles propres à chacun des marchés (diffusion et consommation des appareils, ...).

Dans le tableau R-2.3, les astérisques affichent la significativité des variables : deux astérisques (\*\*) indiquent une significativité à 5 %, un

**Réponses à la demande de renseignements n°3  
de la Régie**

astérisque (\*) indique une significativité à 10 % et aucun astérisque indique que la variable n'est pas significative à 10 %.

**TABLEAU R-2.3  
VARIABLES EXPLICATIVES PAR SECTEURS**

Secteur de consommation	VARIABLES EXPLICATIVES dans les modèles de prévision de court terme	VARIABLES EXPLICATIVES dans les modèles de prévision de long terme
Résidentiel et agricole	Degrés-jours de chauffage**, Degrés-jours de climatisation, Rémunération des salariés, Nombre d'abonnements : (Population de 15 ans et plus**, Mises en chantier**)	Variable composite usage chauffage** (incluant Taux de diffusion du chauffage électrique, Consommation unitaire du chauffage électrique, Rémunération des salariés, Degrés-jours de chauffage) Variable composite usage climatisation* (incluant Taux de diffusion de la climatisation, Consommation unitaire de la climatisation, Rémunération des salariés, Degrés-jours de climatisation) Variable composite autres usages** (incluant Taux de diffusion des autres usages, Consommation unitaire des autres usages, Rémunération des salariés, Prix de l'électricité) Stock de logements**
Commercial	Degrés-jours de chauffage**, Degrés-jours de climatisation**, Variable composite économique** (incluant PIB secteur des services, Emploi secteur des services et Population de 15 ans et plus) Nombre d'abonnements : (PIB secteur des services**, Emploi secteur des services** et Population de 15 ans et plus**)	Variable composite usage chauffage** (incluant Taux de diffusion du chauffage électrique, Consommation unitaire du chauffage électrique, Population de 15 ans et plus, PIB secteur des services, Emploi secteur des services, Prix de l'électricité, Degrés-jours de chauffage) Variable composite usage climatisation** (incluant Taux de diffusion de la climatisation, Consommation unitaire de la climatisation, Population de 15 ans et plus, PIB secteur des services, Emploi secteur des services, Prix de l'électricité, Degrés-jours de climatisation) Variable composite autres usages** (incluant Taux de diffusion des autres usages, Consommation unitaire des autres usages, Population de 15 ans et plus, PIB secteur des services, Emploi secteur des services, Prix de l'électricité)
Institutionnel	Degrés-jours de chauffage**, Degrés-jours de climatisation**, Variable composite économique** (incluant PIB secteur public, Emploi secteur public et Population de 15 ans et plus) Nombre d'abonnements : (PIB secteur public**, Emploi secteur public** et Population de 15 ans et plus**)	Variable composite usage chauffage** (incluant Taux de diffusion du chauffage électrique, Consommation unitaire du chauffage électrique, Population de 15 ans et plus, PIB secteur public, Emploi secteur public, Prix de l'électricité, Degrés-jours de chauffage) Variable composite usage climatisation** (incluant Taux de diffusion de la climatisation, Consommation unitaire de la climatisation, Population de 15 ans et plus, PIB secteur public, Emploi secteur public, Prix de l'électricité, Degrés-jours de climatisation) Variable composite autres usages** (incluant Taux de diffusion des autres usages, Consommation unitaire des autres usages, Population de 15 ans et plus, PIB secteur public, Emploi secteur public, Prix de l'électricité)

**TABLEAU R-2.3 (SUITE)**  
**VARIABLES EXPLICATIVES PAR SECTEURS**

Secteur de consommation	VARIABLES EXPLICATIVES dans les modèles de prévision de court terme	VARIABLES EXPLICATIVES dans les modèles de prévision de long terme
GE Commercial et Institutionnel	Nombre d'abonnements, Degrés-jours de chauffage**, Degrés-jours de climatisation**, Population de 15 ans et plus**, PIB secteur des services**, Emploi secteur des services**	Degrés-jour de chauffage**, Degrés-jour de climatisation**, Population de 15 ans et plus**, PIB secteur des services**, Emploi secteur des services**
PME industriel	Degrés-jours de chauffage**, Degrés-jours de climatisation*, Variable composite économique** (incluant PIB manufacturier et Emploi manufacturier), Taux de change**	idem c.t.
Pâtes et papiers	Nombre d'abonnements**, PIB pâtes et papiers**, PIB industrie de l'information et industrie culturelle**	idem c.t.
Mines	Nombre d'abonnements**, PIB extraction minière, PIB total, Emploi manufacturier, Taux de change	idem c.t.
Divers manufacturiers	Nombre d'abonnements**, Emploi manufacturier**, PIB manufacturier**	idem c.t.
Sidérurgie, fonte et affinage	Nombre d'abonnements**, PIB industries de biens durables**, PIB première transformation des métaux**,	idem c.t.
Pétrole et chimie	Nombre d'abonnements**, PIB industries de biens durables**, PIB industries de biens non durables**, Taux de change	idem c.t.
Réseaux municipaux	Degrés-jours de chauffage**, Degrés-jours de climatisation, Rémunération des salariés**, Population de 15 ans et plus**, Emploi total**, PIB total**	idem c.t.
Transport public	Degrés-jours de chauffage**, Rémunération des salariés**, Population de 15 ans et plus**, Emploi total**, PIB total**	idem c.t.
Éclairage public	Rémunération des salariés**, Population de 15 ans et plus**, Emploi total**, PIB total**	idem c.t.

3. **Références :**
- (i) Pièce B-0021, p. 11;
  - (ii) Pièce B-0021, p. 21;
  - (iii) Pièce B-0051, p. 8 et 9.

**Préambule :**

(i) Les conditions climatiques « expliquent jusqu'à 98 % de la variabilité des ventes pour le secteur Résidentiel et agricole ».

(ii) « [...] au secteur Commercial et institutionnel. Les conditions climatiques expliquent jusqu'à 95 % de la variabilité des ventes à ce secteur. »

- (iii) « La variabilité expliquée par les variables économiques est de :
- 88,5 % au secteur Industriel PME;
  - 94,7 % au secteur des pâtes et papier;
  - 82,5 % au secteur pétrole et chimie;
  - 90,5 % au secteur de la métallurgie;
  - 95,1 % au secteur des mines;

- 86,3 % pour les autres manufacturiers. »

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez indiquer si les variabilités des ventes expliquées, citées au préambule, s'appliquent aux modèles de prévision de court terme ou à ceux de long terme.

**Réponse :**

**Compte tenu que les variables dépendantes (ventes historiques) sont les mêmes pour les modèles de court et de long terme, la variabilité totale à expliquer demeure la même. Si les variables indépendantes (ou explicatives) n'ont peu ou pas changé d'un horizon à l'autre, la variabilité présentée pour les modèles de court terme dans les références, citées en préambule, est la même pour les modèles de long terme.**

- 3.1.1. Si elles s'appliquent aux modèles de court terme, veuillez fournir les variabilités des ventes prévues à long terme expliquées par les principales variables.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.1.**

- 3.1.2. Si elles s'appliquent aux modèles de long terme, veuillez fournir les variabilités des ventes prévues à court terme expliquées par les principales variables.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.1.**

- 3.2 Veuillez fournir la variabilité des ventes prévues à court terme, expliquée par les principales variables, pour chacun des secteurs de consommation suivants :
- Réseaux municipaux;
  - Transport public;
  - Éclairage public.

**Réponse :**

La variabilité des ventes expliquées, fournie par le Distributeur, n'a pas la prétention de s'appliquer aux ventes prévues. Elle constitue plutôt un critère de détermination du modèle sur les ventes historiques selon certaines variables. À cet effet, le Distributeur a retenu, pour fins de démonstration, le coefficient de détermination du modèle ne contenant que les variables spécifiées, soit les principales variables qu'elles soient économiques ou climatiques. Le Distributeur rappelle que le coefficient de détermination représente la proportion de la variation totale des ventes expliquée par la variation des variables explicatives retenues. Ce coefficient de détermination s'applique aux ventes historiques.

Aux réseaux municipaux, la variabilité des ventes expliquée par les variables climatiques représente 99 % dans les modèles de court et de long terme.

Au transport public, la variabilité des ventes expliquée par les variables économiques représente 84,7 % dans les modèles de court et de long terme.

À l'éclairage public, la variabilité des ventes expliquée par les variables économiques représente 97,6 % dans les modèles de court et de long terme.

- 3.3 Veuillez fournir la variabilité des ventes prévues à long terme, expliquée par les principales variables, pour chacun des secteurs de consommation suivants :
- Réseaux municipaux;
  - Transport public;
  - Éclairage public.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 3.2.

4. **Références :**
- (i) Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1, HQD-1, document 2, p. 126;
  - (ii) Pièce B-0021, p. 22.

**Préambule :**

(i) Dans le dossier R-3648-2007, le Distributeur indiquait que : « *Au secteur général et institutionnel, la base des degrés-jours de chauffage est de 15°C* ». [nous soulignons]

(ii) Dans le présent dossier, le Distributeur indique que : « *Dans le secteur Commercial et institutionnel, le Distributeur utilise des degrés-jour de chauffage sur la base des seuils 12°C, 9°C, 6°C, 3°C, 0°C, -3°C et -12°C [...]* » [nous soulignons]

**Demande :**

4.1 Veuillez élaborer sur les motifs et les impacts liés à la baisse de 3°C apportée au seuil maximal des degrés-jours de chauffage au secteur Commercial et institutionnel.

**Réponse :**

Auparavant, le choix de la température de référence de 15°C pour les degrés-jours normaux de chauffage du secteur Commercial et institutionnel ne s'appuyait sur aucun critère statistique. Comme mentionné à la réponse à la question 4.2 de la pièce HQD-3, document 1.1 (B-0026), les degrés-jours normaux de chauffage et de climatisation servaient uniquement à répartir dans l'année la quantité annuelle de chauffage et de climatisation, évaluée par REEPS ou COMMAND, et à faire évoluer cette quantité selon le scénario de réchauffement climatique. Le choix de la température de référence pour cette finalité avait peu d'incidence sur la prévision de la demande en énergie et en puissance à la pointe d'hiver. À ce sujet, voir la section 2.4.2 de la pièce HQD-1, Document 2, Annexe 2E du dossier R-3648-2007.

Dans les modèles de régression linéaire multiple, les seuils de degrés-jours retenus ont une tout autre utilité puisqu'ils expliquent la relation entre les ventes et la température. Le choix de ces seuils s'appuie sur des critères statistiques qui indiquent qu'il n'y a pas de sensibilité du chauffage des locaux au secteur Commercial et institutionnel à des températures entre 15°C et 12°C. Par conséquent, le seuil de 15°C n'a pas été retenu pour ce secteur.

5. **Références :**
- (i) Pièce B-0026, p. 9;
  - (ii) Pièce B-0027, p. 6 et 7;
  - (iii) Pièce B-0051, p. 8.

**Préambule :**

(i) « [...] Dans les nouveaux modèles de court terme, la variation de chauffage et de climatisation annuelle et mensuelle est estimée directement, à partir des ventes, par les variables de degrés-jours de chauffage et de climatisation. » [nous soulignons]

Aux références (ii) et (iii), le Distributeur aborde les variations de chauffage et de climatisation mensuelles, mais pas les variations annuelles mentionnées à la référence (i).

(ii) « Les variables de conditions climatiques, les degrés-jours, expliquent la majeure partie de la variation de la demande d'un secteur, observée entre les mois, compte tenu qu'une importante partie de cette demande est attribuable aux usages de chauffage et de climatisation qui affichent un profil saisonnier marqué. » [nous soulignons]

(iii) « Les modèles du secteur Industriel, que ce soit sur l'horizon de court terme ou de long terme, incluent des variables économiques et également des variables climatiques, dans le cas du secteur Industriel PME. Les variables climatiques expliquent la variabilité saisonnière des ventes due au climat. » [nous soulignons]

**Demande :**

5.1 Veuillez préciser les facteurs qui influencent la variation de chauffage et de climatisation sur une base annuelle.

**Réponse :**

**Les variables de degrés-jours de chauffage et de climatisation influencent également les variations de chauffage et de climatisation sur une base annuelle. Les profils saisonniers des degrés-jours, qui incorporent des aléas climatiques, évoluent en fonction de la tendance du réchauffement climatique. Cette tendance, décelable dans les variables climatiques historiques, est ensuite projetée sur les degrés-jours prévisionnels et est ainsi reflétée dans la prévision de ventes.**

**En outre, le nombre d'abonnements ainsi que les caractéristiques de consommation des clients influencent la variation de chauffage et de climatisation sur une base annuelle.**

6. **Référence :** Pièce B-0026, p. 10.

**Préambule :**

« Pour chacun des secteurs de consommation, les degrés-jours (chauffage et climatisation) utilisés par le Distributeur sont cumulés, en fonction de la contribution des différents seuils à la demande d'énergie finale pour ces usages. [...] Cette approche permet, notamment de tenir compte de l'évolution de la sensibilité climatique attribuable à chacun des mois et à la non-synchronisation du début et de la fin de l'utilisation des systèmes de chauffage et de climatisation pour chacun des clients du Distributeur. »  
[nous soulignons]

**Demande :**

6.1 Veuillez élaborer sur la capacité du modèle à tenir compte de la non-synchronisation de l'utilisation des systèmes de chauffage et de climatisation propre à « *chacun* » des clients du Distributeur.

**Réponse :**

Les différents seuils de degrés-jours permettent de moduler la sensibilité du chauffage (ou de la climatisation) par écart de °C en fonction de la température et de la saison. Ce phénomène s'observe, notamment au début et à la fin de la saison de chauffage (ou de climatisation) en raison de la non-synchronisation du début et de la fin de l'utilisation des systèmes de chauffage (ou de climatisation) pour chacun des clients du Distributeur.

En effet, l'utilisation de ces systèmes dépend de la situation géographique ou climatique, de l'orientation du soleil et de l'isolation thermique du bâtiment ainsi que de la température de confort de chacun des clients du Distributeur. Pour toutes ces raisons, les clients débutent ou terminent l'utilisation de leur système de chauffage (ou de climatisation) à différents seuils de température extérieure. Ainsi, la pondération des seuils retenus permet de tenir compte de la sensibilité variable du chauffage par écart de °C et reflète les comportements des clients du Distributeur quant à l'utilisation de leur système de chauffage électrique (ou de climatisation).

Le Distributeur précise que les seuils de degrés-jours retenus s'appuient sur des critères statistiques qui indiquent que la sensibilité du chauffage (ou de la climatisation) par écart de °C est différente à partir de chacun des seuils retenus.

7. **Référence :** Pièce B-0026, p. 11 et 12.

**Préambule :**

« Le Distributeur utilise la variable v1996488 de Statistique Canada, au tableau 382-0006, nommée « Salaires, traitements et cotisations sociales à la charge des employeurs – Québec; Rémunération des salariés; Désaisonnalisés (x 1 000), (mensuel, 1997-01-01 à 2013-12-01) ».

La définition tirée du Glossaire des comptes économiques de Statistique Canada est la suivante : « Rémunération des salariés. Somme des salaires et traitements et du revenu supplémentaire du travail. Appelée aussi « revenu du travail ». »

**Demande :**

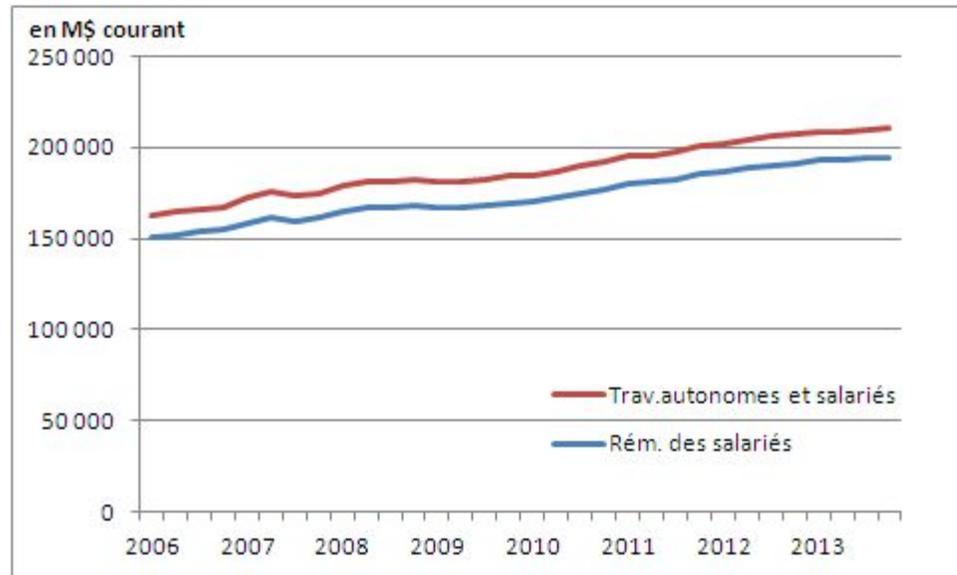
7.1 Veuillez indiquer si la rémunération des travailleurs autonomes est incluse ou non dans la variable utilisée par le Distributeur. Dans la négative, veuillez élaborer sur l'impact de ne pas tenir compte de la rémunération des travailleurs autonomes sur la performance de la prévision de la demande d'électricité du secteur Résidentiel et agricole.

**Réponse :**

**La rémunération des salariés n'inclut pas le revenu des travailleurs autonomes. Toutefois, le modèle de prévision de la demande en tient compte de manière implicite, car c'est la variabilité de la rémunération qui explique la variabilité des ventes d'électricité et non pas la valeur de la rémunération. Si le revenu des travailleurs autonomes est relativement stable ou s'il évolue de manière similaire à celui du reste des travailleurs, cette composante n'ajoutera pas d'information au modèle du secteur Résidentiel et agricole et le fait de ne pas en tenir compte n'aura pas d'impact sur la performance de la prévision de la demande d'électricité de ce secteur.**

Les travailleurs autonomes représentent près de 14 % de la main-d'œuvre du Québec selon les données de *l'Enquête sur la population active* (Statistique Canada), mais leur revenu ne correspond qu'à 6,5 % du revenu des ménages (dont 0,3 % provenant des entreprises agricoles). Compte tenu de ce poids, pour avoir un ajout statistique significatif et influencer la relation, il faudrait que le revenu des travailleurs autonomes ait un comportement très distinct de celui du reste des travailleurs. Or, la figure R-7.1 supporte l'évidence que le revenu des travailleurs autonomes n'ajoute pas d'information pertinente à la variabilité de la rémunération des salariés.

**FIGURE R-7.1  
VARIABILITÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES SALARIÉS ET DES TRAVAILLEURS  
AUTONOMES**



8. Référence : Pièce B-0021, p. 33.

**Préambule :**

« [...] le Distributeur utilise un modèle de régression linéaire multiple pour la prévision de court terme des besoins mensuels en puissance à la pointe. Ce modèle intègre directement des variables climatiques qui représentent la grande part de la variabilité des besoins en puissance. De plus, le modèle tient compte de l'évolution des ventes par secteurs de consommation issue des modèles de prévision de ventes de court terme.

Pour ce qui est de la prévision de long terme des besoins en puissance à la pointe du Plan, elle s'appuie toujours sur le même découpage de la demande par usage (chauffage des locaux, chauffage de l'eau, climatisation, charge industriel, etc.), soit des éléments issus des modèles de régression à usages finaux utilisés pour la prévision des ventes à long terme. Ainsi, la prévision des besoins en puissance à la pointe tient compte de la prévision des ventes de chacun des usages. [...] le modèle de régression linéaire utilise directement les variables climatiques. »

**Demandes :**

- 8.1 Veuillez indiquer si la performance des modèles de prévision des besoins en puissance de court terme et de long terme a été évaluée sur la base de données historiques.

**Réponse :**

**Les performances des modèles de court terme et de long terme sont similaires puisqu'ils se fondent sur les mêmes besoins historiques, utilisent pratiquement les mêmes variables explicatives et sont estimés sur la même période.**

**Plus précisément, la performance des modèles de prévision des besoins en puissance a été évaluée sur les besoins historiques de la période de 2006 à 2013. Le coefficient de détermination est de 99,4 % et les variables explicatives utilisées présentent une forte significativité statistique.**

**Voir également la réponse à la question 8.2.**

- 8.1.1. Si oui, veuillez présenter cette évaluation.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.1.**

- 8.1.2. Sinon, veuillez justifier le choix de la régression linéaire multiple pour prévoir les besoins en puissance de court et de long terme pour chacun des usages finaux.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.1.**

- 8.2 Veuillez remplir le tableau suivant :

- en précisant la significativité de chacune des variables dans les modèles de prévision de court terme et celle dans les modèles de prévision de long terme;
- en indiquant les indices composites, le cas échéant, et les variables qui les composent.

Usage final	Variables explicatives dans les modèles de prévision de court terme	Variables explicatives dans les modèles de prévision de long terme

**Réponse :**

Les variables explicatives du modèle de besoins en puissance à la pointe sont présentées au tableau R-8.2. Toutes les variables explicatives sont significatives à 5 % et sont ainsi illustrées par deux astérisques (\*\*).

Pour les besoins en puissance à la pointe, le Distributeur utilise des degrés-jours de chauffage sur la base des seuils 15°C, 12°C, 9°C, 0°C et -9°C et des degrés-jours de climatisation sur la base des seuils 18°C et 21°C.

**TABLEAU R-8.2  
VARIABLES EXPLICATIVES DU MODÈLE DE BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE**

Variables explicatives	Éléments considérés dans l'indice composite	Usages finaux représentés
Indice composite de degrés-jours de chauffage à la pointe **	Degrés-jours de chauffage à la journée de pointe et aux jours précédents la pointe et la croissance normalisée de l'usage chauffage des locaux <sup>1</sup>	
Indice composite de la nébulosité à la pointe **	Nébulosité <sup>2</sup> à la journée de pointe et la croissance normalisée de l'usage chauffage des locaux <sup>1</sup>	Chauffage des locaux Résidentiel et agricole et Commercial et institutionnel
Indice composite de la vitesse de vent à la pointe **	Vitesse du vent à la journée de pointe et la croissance normalisée de l'usage chauffage des locaux <sup>1</sup>	
Indice composite de degrés-jours de climatisation à la pointe **	Degrés-jours de climatisation à la journée de pointe et aux jours précédents la pointe et la croissance normalisée de l'usage climatisation <sup>1</sup>	
Indices pour les usages de base **	Indice reflétant la croissance des usages de base <sup>1</sup>	Eau chaude Résidentiel et agricole, Industriel PME et Autres usages
Industriel Grandes entreprises **	s.o.	Industriel Grandes entreprises

<sup>1</sup> Les usages concernent les secteurs Résidentiel et agricole, Commercial et institutionnel, Industriel PME et Autres.

<sup>2</sup> La nébulosité est une mesure de l'enneigement sur une échelle de 0 à 10.

Le modèle de besoins en puissance à la pointe met directement en relation les pointes réelles historiques et les principaux usages qui influencent l'évolution ces dernières. Les principaux usages sont le chauffage, la climatisation, l'Industriel Grandes entreprises et les usages de base. Par la suite, sur la base de ces principaux usages et de la prévision des ventes en énergie par usages finaux, le Distributeur est en mesure de déterminer les besoins en puissance par usages finaux tels que montrés dans le tableau 2A-6 à la pièce HQD-1, document 2.2, annexe 2A (B-0007).

Il est à noter que les modèles de court terme et long terme utilisent les mêmes variables explicatives. La croissance des usages retenus dans

les indices composites du modèle de long terme des besoins en puissance à la pointe s'appuie sur les résultats des modèles de ventes de long terme de régression linéaire multiple à usages finaux. Ainsi, le modèle de long terme des besoins en puissance à la pointe intègre les variables technico-économiques de chacun des secteurs de consommation.

- 8.3 Veuillez fournir la variabilité des besoins en puissance prévus à court terme, expliquée par les principales variables, pour chacun des usages finaux.

**Réponse :**

**Les indices composites de conditions climatiques expliquent 98 % de la variabilité des besoins en puissance à la pointe. Le constat est le même pour le modèle de long terme des besoins en puissance à la pointe.**

- 8.4 Veuillez fournir la variabilité des besoins en puissance prévus à long terme, expliquée par les principales variables, pour chacun des usages finaux.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.3.**

9. **Référence :** Pièce B-0026, p. 5.

**Préambule :**

*« 2.3 Veuillez proposer un plan de suivi de performance de la prévision de la demande en vue des états d'avancement 2014 et 2015 du Plan ainsi que du plan d'approvisionnement 2017-2026. Veuillez en préciser la teneur et les horizons de prévision.*

*Réponse :*

*Voir la réponse à la question 2.2.*

*Par ailleurs, en attendant d'avoir un historique de résultats de ventes suffisamment long, le Distributeur analysera les écarts constatés sur l'horizon d'un an dans les États d'avancement 2014 et 2015. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 9.1 Outre les écarts de prévision des ventes, veuillez indiquer les résultats que fournira le Distributeur dans le cadre du suivi de la performance de la prévision des ventes.

**Réponse :**

Le Distributeur fournira le coefficient de détermination ( $R^2$ ) des modèles de prévision des ventes. Le suivi de la détermination des modèles de prévision des ventes a été amorcé dans le cadre du dossier tarifaire R-3814-2012 et poursuivi dans le présent Plan. Le Distributeur est d'avis que la variabilité expliquée par les variables explicatives, soit le coefficient de détermination, constitue un critère statistique important dans l'analyse de la performance et de la pertinence des modèles de prévision.

Toutefois, l'écart de prévision constitue la véritable mesure de la performance de prévision et comme le Distributeur l'a indiqué en réponse à la question 2.2 de la pièce HQD-3, document 1.1 (B-0026), il ne pourra procéder rapidement à cette évaluation puisque les écarts de prévision ne pourront être calculés tant que les résultats de ventes ne seront disponibles.

- 9.2 Veuillez indiquer les résultats que fournira le Distributeur dans le cadre du suivi de la performance de la prévision des besoins en puissance.

**Réponse :**

Tout comme pour les modèles de prévision des ventes, le Distributeur fournira le coefficient de détermination ( $R^2$ ) du modèle de prévision des besoins en puissance et les écarts de prévision de besoins en puissance constatés.

**CRITÈRES DE FIABILITÉ**

- 10. Références :** (i) Pièce B-0021, p. 41;  
(ii) Pièce B-0028, p. 27.

**Préambule :**

(i) En réponse à la demande de la Régie de fournir les hypothèses associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements, le Distributeur indique que : « *le taux de réserve associé à l'option d'électricité interruptible [est de] 15 %* ».

(ii) « *10.1 Veuillez indiquer le taux de réserve en puissance qui a été appliqué à chaque tranche de la charge interruptible d'Aluminerie Alouette de la référence (i), soit 150 MW à compter de l'hiver 2013-2014, 300 MW à compter de l'hiver 2016-2017 et 450 MW à compter de l'hiver 2019-2020.*

*Réponse :*

*Le Distributeur applique un taux de réserve uniforme de 60 %.* »

**Demande :**

- 10.1 Veuillez fournir l'analyse qui a conduit à la détermination d'un taux de réserve de 60 % associé à la charge interruptible de l'Aluminerie Alouette. Veuillez également expliquer le fait que ce taux soit quatre fois supérieur au taux de l'option d'électricité interruptible.

**Réponse :**

**Le Distributeur a procédé à l'évaluation du taux de réserve associé à la charge interruptible d'Alouette en utilisant le même cadre d'analyse utilisé lors de l'évaluation du programme de l'option d'électricité interruptible actuelle.**

**Cette évaluation tient compte des modalités du programme de la charge interruptible de l'aluminerie Alouette qui sont plus contraignantes que celles de l'option d'électricité interruptible actuelle. Ainsi, la variable qui a le plus d'impact est le nombre d'appels par jour. Or, le nombre d'appels par jour est réduit à un dans le cas d'Alouette alors qu'il est de 2 appels par jour dans le programme d'électricité interruptible actuel. De plus, le nombre d'appels par semaine est de 3 au lieu de 14 appels par semaine. Enfin, le nombre d'utilisation est de 45 heures au lieu de 100 heures et le délai entre deux interruptions est de 23 heures au lieu de 4 heures.**

**La combinaison de tous ces facteurs conduit à l'application d'un taux de réserve de 60 %.**

**11. Référence :** Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, p. 21 à 23.

**Préambule :**

Dans son rapport, SÉ/AQLPA indique que :

*« [...] nous remarquons qu'à long terme, l'écart type est stable à environ 20 TWh, cependant il semble que si on le mesure sur de plus courte période de 10 ans ou de 20 ans, l'écart type semble diminué, durant les deux dernières périodes de 10 ans, il était de l'ordre de 14 TWh, ce qui est assez éloigné du 20 TWh du long terme. Il existe donc une possibilité que les réserves de 64 et de 98 TWh correspondent à une probabilité moindre que 2 %. Nous sommes d'avis que la Régie devrait instituer un suivi à cet égard.*

**RECOMMANDATION NO. 1-4 :**

*Nous recommandons à la Régie de demander une étude sur l'évolution de l'écart type des apports du parc de production d'Hydro-Québec Production afin de s'assurer que la diminution de l'écart type constatée depuis 1992 ne reflète pas une nouvelle réalité. »*

**Demande :**

11.1 Veuillez commenter l'extrait cité au préambule.

**Réponse :**

**Pour une série comme les apports énergétiques dont la variabilité est importante, il n'est pas recommandé de calculer la moyenne historique et l'écart-type sur la base d'un échantillon de petite taille. Plus la taille de l'échantillon est grande, plus la moyenne et l'écart-type sont représentatifs, à moins que l'analyse statistique de la série des apports énergétiques montre un changement structurel notable qui nécessiterait de réduire la taille de l'échantillon. La série annuelle des apports énergétiques ne montre pas un tel changement dans le régime hydrologique.**

- 12. Références :**
- (i) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 24;
  - (ii) Hydro-Québec, *HydroPresse*, article intitulé « Hydro-Québec et les changements climatiques », mars 2014, p. 10 à 13;
  - (iii) Hydro-Québec, *HydroPresse*, article intitulé « Changements climatiques et prévision des apports », avril 2014, p. 8 à 13.

**Préambule :**

(i) Dans sa décision relative au plan d'approvisionnement précédent, la Régie écrivait ceci :

*« [59] Le Distributeur mentionne que, selon son fournisseur qui s'est lui-même informé auprès des organismes réalisant ces travaux, les changements climatiques n'ont pas d'impact significatif sur les apports naturels. »*

*[60] La Régie est d'avis que les impacts potentiels des changements climatiques sur la prévision des apports naturels d'eau doivent faire l'objet d'un suivi par le Distributeur et, si jugés significatifs, être pris en compte dans les plans d'approvisionnement. »*

(ii) et (iii) Hydro-Québec a publié, en mars et en avril dernier, deux articles portant sur les impacts des changements climatiques sur les apports naturels d'eau. À la page 13 de la référence (ii), il est indiqué que :

*« Comme elle [Hydro-Québec Production] dépend de cette ressource hydrique, les changements anticipés du régime de précipitations influenceront l'exploitation de son parc de production. [...] La direction – Planification de la Production tient compte de cette réalité dans son Plan quinquennal 2014-2018 d'amélioration de la prévision des apports. La direction mettra notamment en œuvre plusieurs initiatives pour intégrer les impacts des changements climatiques à son processus de prévision des apports. Parmi ses actions : établir les impacts par système hydrique afin de définir des règles de gestion optimales tenant compte des changements climatiques. »*

**Demandes :**

12.1 Veuillez indiquer si le fournisseur du Distributeur en électricité patrimoniale est toujours d'avis que les changements climatiques n'ont pas d'impact significatif sur les apports naturels d'eau.

12.1.1. Si oui, veuillez justifier sa réponse, notamment à la lumière des articles cités aux références (ii) et (iii).

**Réponse :**

**Il est important de distinguer les horizons temporels considérés dans l'analyse des impacts des changements climatiques. À partir des**

connaissances actuelles, il est difficile de prétendre que les volumes annuels d'apports évolueront significativement au cours des deux prochaines décennies. Il est important de préciser que les études d'Ouranos se sont davantage attardées sur le signal de changement climatique à l'horizon 2050. Toutefois, des analyses sur la possibilité que la saisonnalité des apports soit influencée par des printemps hâtifs, des étiages d'été prolongés et des débuts d'hiver tardifs seront réalisées. S'il appert que ces changements sont significatifs, le Producteur en tiendra compte dans ses prévisions d'apports.

Par ailleurs, d'éventuels changements dans la saisonnalité des apports n'ont pas d'impact sur la fiabilité énergétique, laquelle est évaluée sur plus d'une année.

- 12.1.2. Sinon, veuillez décrire ces impacts et indiquer comment le Distributeur en a tenu compte dans son plan d'approvisionnement, tel que demandé dans la décision D-2011-162.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.1.1.**

#### **STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT**

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0021, p. 34;
  - (ii) Pièce B-0021, p. 47;
  - (iii) Pièce B-0026, p. 37;
  - (iv) Pièce B-0029, p. 15;
  - (v) Pièce B-0035, p. 30 et 31;
  - (vi) [www.oasis.oati.com](http://www.oasis.oati.com);
  - (vii) Pièce B-0035, p. 34 et 35;
  - (viii) Pièce C-EBM-0010, p. 14;
  - (ix) Pièce C-RNCREQ-0019, p. 54.

**Préambule :**

- (i) « Le Distributeur a procédé à une analyse du marché de court terme visant à accroître le potentiel de contreparties.

*L'analyse s'est effectuée auprès des participants du marché de New York qui disposent de production et qui ont des activités de courtage à l'extérieur de leur marché immédiat.*

*Elle a permis de conclure qu'une grande majorité des participants vendent leur production sur le marché du NYISO et ne font pas de transactions bilatérales.*

*Les démarches de prospection du Distributeur ont permis d'entreprendre des discussions avec deux entreprises afin d'en arriver à la signature de EEI.*

*Par ailleurs, une analyse du marché de court terme a été amorcée pour le marché de l'Ontario. Elle se poursuivra en 2014. Quant au marché de la Nouvelle-Angleterre, il est limité par les contraintes de transport. » [nous soulignons]*

(ii) « *Enfin, le Distributeur rappelle que, compte tenu des volumes d'énergie en surplus et des conditions de marché qui prévalent toujours, le scénario de revente demeure théorique. Par conséquent, la revente d'énergie sur les marchés de court terme n'est pas envisagée par le Distributeur afin de disposer des surplus.* » [nous soulignons]

(iii) « *Les conditions de marché auxquelles le Distributeur fait référence dans le préambule [référence (ii)] concernent notamment la disponibilité de transport ferme et les niveaux de congestion observés dans les dernières années sur les interconnexions.* » [nous soulignons]

(iv) « *6.8. Pourquoi le Distributeur ne cherche-t-il pas à obtenir des droits de transport fermes pour l'export sur les différentes interconnexions sur lesquelles il y aurait présentement de la capacité de disponible, notamment celle vers le Nouveau-Brunswick depuis que le Producteur a mis fin à sa réservation (à moins que la capacité ait été réservée à nouveau)?*

*Réponse :*

*Les réservations actuellement détenues par les utilisateurs du réseau de transport reflètent les capacités d'absorption des réseaux voisins. Toute quantité qui serait ajoutée sur le transit des interconnexions viendrait créer de la congestion, ce qui serait susceptible de diminuer les prix reçus pour ces quantités. La détention de transport ferme n'assure aucunement au Distributeur d'obtenir des prix plus élevés que l'électricité patrimoniale.*

*De plus, le marché du Nouveau-Brunswick n'a pas de bourse d'énergie mettant en compétition plusieurs contreparties contrairement aux marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre. De plus, aucun droit de transport ferme n'est disponible vers le Nouveau-Brunswick avant l'hiver prochain. »*

(v) « *[...] le RNCREQ présente le tableau suivant montrant la disponibilité de transfert en mode exportation.*

		Capacité	réservations 2014		Disponibilité
		en livraison	HQP	Autres	
		MW	MW	MW	MW
Ontario	HQT-ON	1250	1250		0
New York	HQT- MASS	1800	1200	250,8	349,2
Nouvelle-Angleterre	HQT-NE	2000	1200	257,45	542,55
Nouveau-Brunswick	HQT-NB	1029			1029
					<b>1920,75</b>

[...]

13.2 Le cas échéant, veuillez indiquer si les capacités obtenues sont les mêmes que celles montrées au tableau présenté en préambule et le cas échéant veuillez présenter et expliquer les différences.

Réponse :

Les capacités disponibles ont été modifiées depuis le dépôt du dossier du Transporteur à la Régie à la suite de nouvelles réservations effectuées par des utilisateurs du réseau de transport. Ces données sont publiques et disponibles sur le site OASIS dont, notamment, les quantités disponibles sur l'interconnexion NB-HQT qui sont à zéro. »

(vi) En date du 29 mai 2014, la Régie a consulté les réservations de service de transport ferme en mode exportation. Les réservations indiquées sont les mêmes que celles du tableau produit par le RNCREQ [référence (v)], sauf pour le chemin HQT-NB où il n'y a pas de capacité disponible cette année.

(vii) « Préambule :

Lorsque, pour une heure donnée, un détenteur d'une réservation ferme de transport ne l'utilise pas à 100 %, la capacité non utilisée est offerte sur OASIS comme capacité non ferme.

*Demandes*

17.3 Veuillez confirmer, infirmer ou préciser l'affirmation faite en préambule.

Réponse :

Le Distributeur le confirme et précise que cette capacité est rendue disponible seulement trois heures avant le début du service.

17.4 Est-ce que, dans sa gestion quotidienne, le Distributeur veille sur la disponibilité de transport non ferme sur les interconnexions?

Réponse :

*Le Distributeur veille à la disponibilité du transport dans sa planification opérationnelle. »*  
[nous soulignons]

(viii) EBM est d'avis que :

*« 60. Maintenant, concernant l'accès aux interconnexions, il faut mentionner que le transport ferme n'est pas l'unique solution. Le Distributeur pourrait très bien revendre ses surplus sur différents horizons de temps. Il pourrait revendre ses surplus sur une base annuelle, mensuelle, hebdomadaire, quotidienne. À titre d'exemple, les ventes sur une base quotidienne pourraient bénéficier des disponibilités de transport non ferme sur les interconnexions. »* [nous soulignons]

(ix) Le RNCREQ écrit ce qui suit :

*« Donc, étant donné que la disponibilité de 891 MW [capacité de transfert vers New-York et la Nouvelle-Angleterre] n'a pas été infirmée par le Distributeur, le RNCREQ doit comprendre qu'il est possible d'envisager une stratégie qui consisterait à revendre une partie des surplus du Distributeur sur les marchés limitrophes, si les conditions de prix sont favorables. À cet effet, il serait surprenant que les conditions actuelles de faible prix se poursuivent sur toute la période du Plan d'approvisionnement. »*

**Demandes :**

13.1 Veuillez expliquer les contraintes de transport du marché de court terme de la Nouvelle-Angleterre auxquelles le Distributeur fait référence [référence (i)]. Veuillez également quantifier ces contraintes par rapport à la capacité de 543 MW de transport ferme disponible sur l'interconnexion HQT-NE en mode exportation.

**Réponse :**

**Le Distributeur soumet que les modifications législatives annoncées dans le Plan budgétaire 2014-2015 du gouvernement québécois du 4 juin dernier quant à la gestion des approvisionnements en électricité ont pour effet de confirmer la pratique adoptée par le Distributeur au cours des dernières années en vertu de laquelle l'électricité patrimoniale s'ajuste en fonction des besoins du marché du Québec et des contrats postpatrimoniaux.**

**Il est néanmoins nécessaire de préciser que la disponibilité affichée de capacité de transport vers le marché de la Nouvelle-Angleterre n'assure pas l'accès à ce marché. Des raisons commerciales limitent les quantités d'énergie pouvant être acheminées sur le marché de la Nouvelle-Angleterre.**

En effet, les capacités affichées sur le site OASIS sont restreintes par les règles des marchés voisins ou par la gestion des interconnexions. Ainsi, l'interconnexion HQT-NE est en fait limitée à environ 1 500 MW, tout comme celle d'HQT-MASS. De plus, la livraison dans le marché ISO-NE nécessite l'achat de service de transport auprès de transporteurs privés sur le réseau de la Nouvelle-Angleterre. En 2014, aucun transport ferme n'était disponible auprès de ceux-ci.

Le tableau R-13.1 présente les disponibilités de transport en mode exportation sur les interconnexions (en MW).

**TABLEAU R-13.1  
DISPONIBILITÉS DE TRANSPORT SUR LES INTERCONNEXIONS  
(MW)**

	Capacité en livraison	Réservation 2014		Disponibilité
		HQP	Autre	
HQT-MASS	1500 à 1800	1200	250	50
HQT-NE	1200 à 2000	1200	257	43
HQT-NB	700 à 1029	720	0	0
HQT-ON	1250	1250	0	0

De plus, bien que des capacités de transport sur les interconnexions peuvent occasionnellement être rendues disponibles et que pour certaines heures les prix peuvent être supérieurs au prix de l'électricité patrimoniale, cela ne survient que sur de courtes périodes, non-continues qui ne correspondent pas au profil des besoins du Distributeur. Cela témoigne de l'intensité des activités d'Hydro-Québec Production sur les marchés voisins.

Dans ce contexte, le Distributeur doit compter sur la flexibilité offerte par l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre-demande et réitère que la revente d'énergie demeure un scénario théorique. En effet, depuis 2011, le Distributeur n'est parvenu à mettre en marché que des volumes peu significatifs d'énergie, à des prix à peine supérieurs au prix de l'électricité patrimoniale. En 2013 et 2014, aucune transaction de revente n'a été réalisée.

13.2 Veuillez mettre à jour le tableau produit par le RNCREQ [référence (v)].

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 13.1.**

13.3 Veuillez indiquer si le Distributeur profite :

- a) des capacités de transport non ferme sur les interconnexions;
- b) des capacités de transport ferme rendues disponibles trois heures avant le début du service; et
- c) des offres d'achat d'énergie des détenteurs de droit ferme; pour vendre des surplus à chaque fois que le prix est jugé suffisamment élevé.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 13.1.**

13.3.1. Sinon, veuillez justifier chaque décision pour les items a, b, et c.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 13.1.**

13.3.2. Veuillez indiquer et justifier le prix minimum jugé suffisamment élevé par le Distributeur pour procéder à la vente de ses surplus.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 13.1.**

- 14. Références :**
- (i) Pièce C-EBM-0010, p. 16;
  - (ii) Pièce B-0021, p. 51;
  - (iii) *Tarifs et conditions du Distributeur*, en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2014, article 6.20.

**Préambule :**

(i) « 69. [...] *EBM est d'avis que le Distributeur devrait faire appel au marché de court terme avant ou du moins au même moment qu'il fait appel aux clients industriels ayant opté pour l'option d'électricité interruptible.* »

(ii)

	<b>2014</b>
<b>Puissance à la pointe (MW)</b>	
Électricité interruptible	1 000
Court terme	650
<b>Prix (\$/kW-hiver)</b>	
Électricité interruptible	8,50
Court terme	10,20
<b>Coûts (M\$)</b>	
Électricité interruptible	8,5
Court terme	3,3

La Régie constate que le Distributeur n'a tenu compte que du crédit fixe dans son estimation des coûts de la puissance interruptible. En effet, dans les *Tarifs et conditions du Distributeur* en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2014 [référence (iii)], les crédits applicables pour la période d'hiver sont :

« *Crédit fixe : 8,50 \$ le kilowatt de puissance interruptible effective.  
Crédit variable : 12,00 ¢ le kilowattheure de puissance interruptible effective horaire pour chaque heure d'interruption.* »

**Demandes :**

14.1 Veuillez présenter l'ordre dans lequel le Distributeur utilise actuellement ses contrats d'approvisionnement, ses moyens de gestion des approvisionnements et ses moyens de gestion de la demande.

**Réponse :**

**Dans sa planification, le Distributeur n'établit pas spécifiquement de contribution en énergie en provenance de ses différents approvisionnements en puissance, dont l'électricité interruptible et les produits de puissance. Les contributions en énergie attendues de l'ensemble de ces moyens sont traitées indistinctement des autres achats de court terme. Pour cette raison, le coût variable de l'option d'électricité interruptible n'est pas spécifiquement présenté dans les coûts de puissance, mais est plutôt intégré au coût des achats d'énergie de court terme.**

Le Distributeur précise que les achats d'énergie de court terme correspondent aux quantités d'énergie requises après l'utilisation de l'ensemble des approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux.

Le Distributeur rappelle que dans sa gestion opérationnelle, le recours à l'électricité interruptible et à l'énergie des produits de puissance survient dans un contexte de très fine pointe, où les besoins en énergie sont importants. Dans ce contexte, le Distributeur doit assurer des approvisionnements énergétiques suffisants, dans un souci constant de minimisation de ses coûts.

- 14.2 Veuillez justifier, en termes de contraintes et de prix (en tenant compte du crédit variable associé à la puissance interruptible), l'ordre relatif du recours à l'électricité interruptible par rapport aux achats de court terme.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 14.1.**

#### **MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE À LA POINTE**

- 15. Référence :** Pièce C-FCEI-0009, p. 9 à 11.

**Préambule :**

La FCEI expose les avantages de ne plus appliquer le tarif de pointe du tarif DT en dehors des heures de pointe, puis se questionne sur le potentiel de la biénergie pour les clients aux tarifs généraux en effectuant un lien avec l'option d'énergie interruptible. La FCEI en conclut que :

*« Le Distributeur devrait mettre davantage d'emphase sur la biénergie aux tarifs généraux comme moyen de gestion de la puissance et des surplus d'énergie. Tout comme dans le cas du tarif DT, elle voit une complémentarité importante entre le tarif biénergie et les options offertes par les compteurs de nouvelle génération qui offrent des possibilités qui n'étaient pas envisageables jusqu'ici. »*

**Demandes :**

15.1 Veuillez commenter la proposition de la FCEI et élaborer sur ses impacts.

**Réponse :**

**Avant de pouvoir déterminer l'impact plus précis d'un nouveau tarif, il faudrait d'abord sonder l'intérêt de la clientèle, évaluer les moyens dont elle dispose et concevoir une structure et des modalités tarifaires qui tiennent compte de la technologie retenue.**

**En matière de conception tarifaire, le réaménagement des périodes de pointe et hors pointe du tarif DT, proposé par la FCEI, entraînerait des ajustements aux autres paramètres du tarif, ce qui pourrait représenter notamment un risque quant à l'attrait de cette option auprès de la clientèle actuelle, sa rentabilité et, par conséquent, la pérennité du parc biénergie. En effet, la structure et les prix du tarif DT résultent de l'équilibre entre les économies pour les clients (par rapport au tarif D), la perte de revenus pour le Distributeur, les coûts évités associés à l'effacement du système biénergie, l'évolution de la normale climatique et, enfin, la disponibilité et le coût du mazout.**

**Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'il a étendu l'application du tarif DT aux exploitations agricoles et cible ainsi la conversion du chauffage au combustible vers l'électricité. Cette mesure vise à accroître les ventes d'électricité hors pointe tout en évitant la chauffe en période de pointe.**

**En ce qui concerne la biénergie aux tarifs généraux, le Distributeur a récemment proposé dans le cadre du dossier R-3891-2014 de bonifier son offre à l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance. Cette option permet de tirer profit des moyens d'effacement en période de pointe, comme la biénergie. Enfin, le Distributeur est à évaluer des options tarifaires telles que la biénergie aux tarifs généraux qui feront l'objet de discussions en séance de travail au printemps 2015.**

**Le potentiel technico-économique (PTÉ) de la biénergie aux marchés commercial et institutionnel est estimé à 1 360 MW. Le Distributeur rappelle que ce PTÉ ne considère pas encore les contraintes de natures commerciale, financière et d'acceptation de la mesure par la clientèle.**

15.2 Veuillez estimer les ventes supplémentaires d'électricité, tout en maintenant le même effacement à la pointe, que pourrait générer le recours aux compteurs de nouvelle génération pour éviter le fonctionnement des systèmes biénergie en dehors des heures de pointe.

**Réponse :**

**À partir du parc actuel de clients au tarif DT, le Distributeur estime les besoins de chauffage associés aux périodes de nuit (21 h à 6 h) et aux fins de semaine à environ 250 GWh par année.**

15.3 Veuillez estimer les ventes supplémentaires d'énergie et d'effacement de puissance à la pointe que pourrait représenter la proposition de la FCEI d'élargissement de la biénergie aux tarifs généraux, ou à défaut, fournir un objectif qui lui paraîtrait réaliste avec sa proposition.

**Réponse :**

**Voir également la réponse à la question 15.1.**

**16. Références :** (i) Pièce C-GRAME-011, p. 22 à 25;  
(ii) Pièce C-GRAME-011, p. 36.

**Préambule :**

(i) Le GRAME présente des exemples de réussite de programmes d'appel au public pour réduire la consommation à la pointe et conclut par la recommandation suivante :

*« Avec l'arrivée des compteurs intelligents, le GRAME soumet que le moment est opportun pour évaluer la mise en place d'un programme incitatif de remboursement de crédit lors des pointes de consommation. À l'inverse de la tarification dynamique qui peut être perçue comme une mesure pénalisante par les consommateurs et qui désavantage les ménages à faible revenu, l'appel au public avec remboursement de crédit peut rallier plus facilement la population à la réduction de pointe. »*

(ii) *« Le GRAME réitère la nécessité de mettre en place des mesures plus agressives pour réduire la consommation de pointe et soutient que l'appel au public est un moyen pour y parvenir. »*

**Demandes :**

16.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà évalué le potentiel d'effacement en puissance d'un programme de « crédit à l'effacement en période de pointe » en comparaison d'une tarification dynamique.

**Réponse :**

Le Distributeur analyse actuellement les mesures de gestion de la demande en puissance (GDP) relatives à la gestion à distance des charges résidentielles, commerciales et institutionnelles. Il vise à réaliser dès l'hiver 2014-2015 des projets pilotes afin de valider leur potentiel ainsi que leur faisabilité technique et économique. Le Distributeur statuera par la suite sur les approches commerciales à retenir pour le déploiement des différentes interventions en GDP, incluant notamment les mesures comportementales identifiées dans l'évaluation du potentiel technico-économique. Le Distributeur précise que l'appel au public vise justement à exploiter ces mesures comportementales.

16.1.1. Dans l'affirmative, veuillez fournir les résultats de cette évaluation.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.1.**

16.1.2. Dans la négative, veuillez commenter l'opportunité de procéder à cette évaluation.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.1.**

16.2 Veuillez préciser en quoi doit consister un appel au public pour qu'il soit efficace, en indiquant les actions précises demandées aux clients (fournir des exemples d'appels au public).

**Réponse :**

À ce jour, les appels au public d'Hydro-Québec ont été lancés sous forme de communiqués de presse, d'alertes SMS envoyés aux abonnés et de sollicitation spécifique adressée à des gestionnaires d'édifices gouvernementaux (incluant Hydro-Québec). Ces différents moyens de communication ont pour objectif d'informer la population sur la situation de pointe et de fournir des conseils aux clients pour réduire la consommation aux heures de pointe. Ces conseils sont :

- réduire la température des pièces de un ou deux degrés (Celsius) dans l'ensemble des pièces, surtout celles qui sont inoccupées ;
- reporter de quelques heures l'utilisation des gros appareils électroménagers, particulièrement la sècheuse et le lave-vaisselle ;
- limiter, si possible, l'usage de l'eau chaude

Le Distributeur poursuit l'amélioration de ses stratégies d'appel au public. Il vise dans les prochaines années à mettre l'emphase sur la stratégie Web et l'envoi d'information par courriel ainsi que les alertes SMS. Le Distributeur rappelle toutefois que l'appel au public constitue un moyen de dernier recours qui ne doit pas être utilisé sur une base régulière.

**17. Référence :** Pièce C-RNCREQ-0021, p. 20.

**Préambule :**

*« Un programme similaire est en vigueur à la Southern California Edison (SCE), mais le crédit monte à 1,25 \$/kWh pour des ménages ayant mis en place des systèmes automatiques de réduction (par exemple, des thermostats qui peuvent être contrôlés par SCE). À notre avis, il s'agit d'une approche fort intéressante dans le contexte québécois. En fait, il permettrait au Distributeur d'acheter de la « puissance interruptible » auprès de l'ensemble de sa clientèle. »*

**Demandes :**

17.1 Considérant que les enjeux de la pointe au Québec sont plus liés à la température et au haut taux de pénétration du chauffage électrique qu'à l'heure de la journée, veuillez élaborer sur l'approche proposée d'achat de « puissance interruptible » qui serait appliquée à des clients équipés de la biénergie.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.1.**

17.2 Veuillez indiquer, l'objectif additionnel d'effacement à la pointe que pourrait apporter, selon les différents segments de marché, l'approche d'achat de puissance interruptible proposée par le RNCREQ.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.1.**

**18. Référence :** Pièce B-0026, p. 29 à 32.

**Préambule :**

Le Distributeur répond à une série de questions de la Régie pour expliquer la baisse significative déclarée de l'impact d'effacement en puissance de la bi-énergie et notamment aux questions 19.1 et 19.1.2:

*« L'impact de l'effacement en puissance à la pointe de la bi-énergie résidentielle est maintenant estimé à partir d'une comparaison entre le profil de chauffage mesuré d'un échantillon de clients représentatifs au tarif DT et celui d'un échantillon de clients comparables au tarif D. Le profil moyen de l'échantillon au tarif D est modélisé en fonction des données climatiques réelles. Il en est de même pour le profil moyen de l'échantillon des clients au tarif DT. Les deux profils moyens sont ensuite estimés à conditions climatiques normales. L'effacement moyen en puissance correspond à l'écart constaté entre les deux profils moyens normalisés au moment de la pointe du réseau. L'effacement total à conditions climatiques normales est obtenu en multipliant l'effacement moyen par le nombre de clients au tarif DT. »*

[...]

*« Les profils des échantillons aux tarifs D et DT sont mesurés sur plusieurs années. Les résultats de l'année 2011 ont été utilisés pour estimer l'effacement de 640 MW. Ce résultat est sensiblement le même pour les autres années disponibles. »*

**Demandes :**

18.1 Veuillez indiquer si le Distributeur procède à une évaluation en temps réel de l'effacement en puissance de la bi-énergie depuis le déploiement de l'infrastructure de lecture à distance aux 15 minutes. Si oui, veuillez élaborer sur les tendances observées et préciser combien de clients au tarif DT n'utilisent pas

le mode « combustible » par températures en-dessous du seuil critique. Sinon, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne procède pas à cette évaluation.

**Réponse :**

**Non. Le Distributeur ne fait pas d'évaluation en temps réel de l'effacement en puissance de la biénergie puisque le déploiement de l'infrastructure de mesurage avancé, permettant la lecture à distance aux 15 minutes pour les clients au tarif DT, vient à peine de commencer.**

**Il faut noter que même avec les compteurs de nouvelle génération, il faudra continuer d'estimer la consommation sans effacement du client. Pour ce faire, le Distributeur utilise présentement un échantillon représentatif de clients ayant des profils de consommation aux 15 minutes. Une fois le déploiement complété, cette analyse pourrait être réalisée pour l'ensemble des clients au tarif DT.**

18.2 À partir des données de la réponse du Distributeur à la question 19.2 de la Régie, veuillez fournir l'effacement en puissance de la bi-énergie pour l'hiver 2013-2014.

**Réponse :**

**L'effacement en puissance de la biénergie pour l'hiver 2013-2014 est estimé à 675 MW.**