

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o1
DE LA RÉGIE**

1. **Référence :** Décision D-2002-169, 2 août 2002, page 47

Préambule :

« En outre, la Régie demande au Distributeur de lui déposer, en novembre de chaque année, les documents faisant la démonstration que le critère [critère de fiabilité en puissance qui consiste à ne pas excéder une espérance de délestage de 2,4 heures par année] sera respecté pour l'année suivante. Cette démonstration devra préciser les quantités contractuelles affectées au respect du critère. »

Demande :

- 1.1 Veuillez déposer, dans le cadre du dossier R-3550-2004, les documents faisant la démonstration que le critère de fiabilité en puissance qui consiste à ne pas excéder une espérance de délestage de 2,4 heures par année sera respecté pour l'année 2005. Cette démonstration devra préciser les quantités contractuelles affectées au respect du critère. Veuillez également présenter la méthode de calcul utilisée.

Réponse:

Ces informations ont été transmises à la Régie, sous pli confidentiel, le 25 novembre 2004, conformément à ses décisions D-2002-169 et D-2003-122.

2. **Références :** (i) Décision D-2002-169, 2 août 2002, page 47
(ii) Pièce HQD-3, document 1, page 6

Préambule :

Dans la décision D-2002-169 relative au plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur, la Régie écrit :

« Quant au critère de fiabilité en énergie, la Régie accepte celui proposé par le Distributeur qui consiste à pouvoir rencontrer un scénario fort. Toutefois, elle demande au Distributeur de proposer dans son prochain plan d'approvisionnement certains critères alternatifs en indiquant pour chacun d'eux les avantages, les inconvénients et une estimation des coûts résultant de leur application. »

Dans son plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur propose de reformuler le critère de fiabilité en énergie comme suit : satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen, à quatre ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis

des marchés de court terme, une dépendance supérieure à 5 TWh par année. Il souligne que ce critère assure une protection permettant de faire face à près de 85 % des scénarios possibles, ce qui est suffisant. À l'inverse, une protection plus faible que celle d'un écart-type apparaît insuffisante. En effet, l'expérience des dernières années, où les besoins réels ont été supérieurs à ceux prévus, à cause d'une combinaison d'une activité économique plus importante et des températures plus froides, tend à confirmer la justesse de ce niveau de protection.

Demands :

- 2.1** Veuillez indiquer et comparer les avantages, les inconvénients et l'estimation des coûts résultant de l'application du critère consistant à satisfaire un scénario des besoins situé à un écart-type au-delà du scénario moyen (plan d'approvisionnement 2005-2014) avec ceux du critère de fiabilité consistant à pouvoir rencontrer un scénario fort (plan d'approvisionnement 2002-2011).

Réponse:

L'avantage principal de la nouvelle formulation du critère de fiabilité en énergie est qu'elle se base sur une distribution de probabilité des besoins annuels en énergie mesurant l'impact combiné des aléas sur la prévision de la demande et des aléas climatiques. Cette reformulation devrait également donner un signal plus stable des écarts possibles par rapport au scénario moyen de la demande, que l'écart entre le scénario fort et le scénario moyen utilisé par le passé.

Selon la prévision de la demande actuelle, l'écart entre le scénario fort et le scénario moyen se situe à 8,5 TWh, à un horizon de quatre ans. Pour le même horizon, l'impact global des aléas sur les besoins du scénario moyen, se situe à 7,8 TWh pour un écart-type, soit une différence de 0,7 TWh entre les deux approches. À un horizon de six ans, la différence atteint cependant plus de 2 TWh.

Par rapport au critère de fiabilité en énergie retenu par le Distributeur dans son premier Plan, il n'y a pas de changements quantitatifs significatifs sur le degré de protection qu'il doit prévoir pour assurer la sécurité des approvisionnements à long terme. De fait, l'écart de protection entre les deux approches étant de l'ordre de 0,7 TWh à un horizon de quatre ans, le Distributeur maintient la même stratégie pour faire face à des

besoins additionnels d'environ 8 TWh à quatre ans d'avis. Il entend toujours se doter d'une marge de manœuvre (notamment, le service modulable) afin de ne pas excéder 5 TWh sur les marchés de court terme. Le service visé pour assurer cette protection est toujours le même, soit une capacité de 400 MW permettant d'avoir des approvisionnements annuels d'environ 3 TWh.

Le Distributeur ne connaît pas le coût d'un service modulable puisqu'il ne dispose pas d'un tel service pour le moment. Dans son *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, le Distributeur réitère son besoin de se doter de cette protection pour faire face à des situations de demande plus élevée. Comme mentionné ci-dessus, le recours maximal aux marchés de court terme est maintenu à 5 TWh, à long terme. La reformulation du critère de fiabilité en énergie ne modifie donc en rien les moyens dont le Distributeur doit se doter pour faire face à un scénario de demande plus élevé. Par conséquent, le Distributeur n'a pas évalué de coûts associés à la reformulation du critère.

- 2.2** Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé d'autres critères de fiabilité en énergie que celui consistant à satisfaire un scénario des besoins situé à un écart-type au-delà du scénario moyen. Si oui, veuillez les présenter en indiquant pour chacun d'eux les avantages, les inconvénients et une estimation des coûts résultant de leur application. Si non, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse:

Non. Le Distributeur n'a pas envisagé d'autres critères de fiabilité en énergie. Le critère retenu assure une protection permettant de faire face à près de 85 % des scénarios possibles, ce qui de l'avis du Distributeur est suffisant. À l'inverse, une protection plus faible que celle d'un écart-type apparaît insuffisante. En effet, l'expérience des dernières années, où les besoins réels ont été supérieurs à ceux prévus, à cause d'une combinaison d'une activité économique plus importante et de températures plus froides, confirme la justesse de ce niveau de protection.

- 3. Références :**
- (i) Décision D-2002-169, 2 août 2002, page 49
 - (ii) Pièce HQD-3, document 1, pages 11 à 14

Préambule :

Dans la décision D-2002-169 relative au plan d’approvisionnement 2002-2011 du Distributeur, la Régie écrit :

« La Régie demande au Distributeur de présenter, dans son prochain plan d’approvisionnement, son évaluation de la capacité des interconnexions en importation sur laquelle il peut compter, en tenant compte notamment des contraintes de réseau et des contraintes de marché (tel que présenté par le Distributeur aux pages 28 à 30 de la pièce HQD-4, document 1). »

Dans son plan d’approvisionnement 2005-2014 (référence ii), le Distributeur présente l’évaluation de la capacité des interconnexions en puissance en mode importation.

Demande :

3.1 Veuillez fournir l’évaluation de la capacité des interconnexions en énergie en mode importation, telle que présentée dans le dossier R-3470-2001, pièce HQD-4, document 1, page 30.

Réponse:

	Pointe hiver	Hors pointe hiver	Pointe été	Hors pointe été
Nouveau Brunswick	20%	80%	80%	80%
TWh	0,3	1,2	0,7	0,8
Nouvelle Angleterre	50%	80%	20%	80%
TWh	0,8	3,6	0,3	1,5
New York	70%	80%	20%	80%
TWh	1,9	2,3	0,4	1,7
Ontario	20%	80%	20%	80%
TWh	0,0	0,2	0,0	0,2
Total	3,0	7,4	1,5	4,2

En tenant compte des périodes d’entretien et des pannes potentielles des interconnexions, le Distributeur retient 4 TWh en pointe et 11 TWh hors pointe, pour un total de 15 TWh par année de capacité utile d’interconnexion. Le tableau ci-dessus présente la capacité des interconnexions en énergie, en tenant compte des

contraintes de marché. Les résultats sommaires sont présentés ci-dessous.

- Avec contraintes de marché :
Pointe : 4,5 TWh
Hors pointe : 11,6 TWh
Total : 16,2 TWh

D'autre part, en ne prenant pas en considération les contraintes de marché, les résultats seraient les suivants :

- Sans contrainte de marché :
Pointe : 10,2 TWh
Hors pointe : 13,9 TWh
Total : 24,1 TWh

4. **Références :**
- (i) Pièce HQD-3, document 2, pages 10 et 11
 - (ii) Pièce HQD-3, document 3, pages 5, 17 à 35

Préambule :

Le Distributeur présente les moyens qu'il envisage pour répondre aux besoins de court terme et de très court terme. Ces moyens sont les suivants :

- appels d'offres de court terme concernant essentiellement deux produits : (a) les produits en base, en pointe ou hors pointe, pour des durées variant d'un mois à une année et (b) les produits programmables, pour lesquels les livraisons peuvent être modulées en fonction des besoins du Distributeur;
- transactions d'achats de façon bilatérale avec des fournisseurs d'énergie (dispense d'appel d'offres);
- recours aux marchés de très court terme, notamment les transactions sur les bourses d'énergie (dispense d'appel d'offres);
- marge de manœuvre avec la réserve associée à l'électricité patrimoniale;
- gestion des approvisionnements en temps réel (0,5 TWh à court terme);
- entente-cadre avec Hydro-Québec Production;
- option d'électricité interruptible;
- service d'équilibrage éolien adapté aux besoins cyclables;
- gestion des valeurs horaires de puissances classées (les « bâtonnets ») de l'électricité patrimoniale.

Demandes :

La Régie demande au Distributeur d'expliquer, de façon plus détaillée et concrète, comment il compte gérer l'ensemble de ses approvisionnements pour répondre, de jour en jour et d'heure en heure, aux variations des besoins en énergie et en puissance.

- 4.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur établira la planification des approvisionnements à court terme et à très court terme et comment il ajustera cette planification dans le temps.

Réponse:

Les achats de court et de très court terme sont des éléments de la stratégie globale d'approvisionnement du Distributeur. L'importance du recours à ces achats dépendra de la présence ou non du service modulable et du service cyclable.

La stratégie d'acquisition des approvisionnements à court terme et à très court terme s'inspire de celle mise de l'avant pour les approvisionnements de long terme. En tout premier lieu, il s'agit d'une stratégie prudente qui vise à assurer une large part des besoins avant même que l'année ne débute. C'est par appels d'offres que le Distributeur couvre, dans un premier temps, une portion significative de ses besoins. À cette étape, les besoins qui sont visés sont ceux qui ont la particularité d'être présents de façon régulière tout au long de l'année (FU élevé). Ce type de besoins peut être comblé par des produits standards qui sont disponibles sur les marchés de court terme. D'autre part, afin de s'ajuster aux fluctuations de la demande, le Distributeur a mis en place un produit flexible avec des options de réduction des quantités. Ce produit, est lui aussi, acquis par appels d'offres. Tout au long de l'année, le Distributeur doit constamment réévaluer la possibilité de lancer d'autres appels d'offres de court terme s'il s'avère que la demande est plus élevée qu'anticipée. Le Distributeur surveillera donc de près l'évolution de la demande dès les premiers mois de l'année. De même, des événements d'importance (grève, ralentissement économique) pourraient amener le Distributeur à retarder un appel d'offres déjà prévu ou carrément l'annuler.

La portion restante des besoins qui n'auront pas été couverts par appels d'offres sera approvisionnée sur les marchés de court terme tout au long de l'année. À cet effet, le Distributeur a obtenu une dispense, auprès de la Régie de l'énergie, de recourir à l'appel d'offres pour ces besoins de court terme et de très court terme. Ces besoins ont la particularité d'être imprévisibles

longtemps à l'avance, notamment à cause des aléas climatiques et de demande, ou qu'ils sont irréguliers (FU faible) et très volatils. Par conséquent, ces besoins ne peuvent être comblés par des produits standards que l'on retrouve sur les marchés de court terme. Il s'agira donc essentiellement de produits disponibles via des achats par transactions bilatérales (blocs d'énergie sur une base mensuelle, hebdomadaire – en pointe ou hors pointe, transaction horaire pour le lendemain « DAM », etc.).

4.2 Veuillez expliquer en détails comment le Distributeur utilisera les différents outils et produits mentionnés au préambule selon les horizons de planification.

Réponse:

Le Distributeur a à sa disposition un portefeuille de moyens d'approvisionnement qu'il doit toujours gérer dans un souci de réduction des coûts, sans compromettre la sécurité des approvisionnements. Le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur se compose des éléments suivants:

- Électricité patrimoniale
- Produits de base acquis par appels d'offres
- Produits de base flexibles acquis par appels d'offres (produits avec option de réduction des quantités)
- Produits de très court terme acquis par des transactions bilatérales
 - Blocs d'énergie: mensuels, hebdomadaires, pointe, hors pointe;
 - Transactions horaires pour le lendemain (DAM);
 - Transactions horaires en temps réel (HAM)
- Électricité interruptible

De façon générale, la gestion des approvisionnements comprendra les étapes suivantes:

- Établissement des approvisionnements additionnels requis (AAR) à chaque heure de l'année en tenant compte :
 - De l'historique des besoins réguliers du Distributeur (BRD) et de l'utilisation des moyens pour l'année courante;

- Des prévisions horaires des BRD pour un horizon de court terme, fournies par TransÉnergie, selon les conditions météorologiques prévues;
 - De la plus récente prévision des BRD pour le reste de l'année;
 - De différents cas de demande associés à des conditions climatiques variées;
 - Du profil de l'électricité patrimoniale;
 - Des caractéristiques des sources d'approvisionnements non programmables.
- Les AAR sont ensuite comparés aux moyens dont le Distributeur dispose dans son portefeuille d'approvisionnement. Les moyens sont ordonnancés en fonction de leur coût d'utilisation.
- De ce processus, est établi un ordonnancement précisant les moyens à utiliser.
- Des tests de sensibilité à des variations de la demande (aléas prévisionnels de court terme, aléas climatiques) permettent d'établir des stratégies complémentaires.

Sur un horizon de court terme, soit de quelques semaines à quelques jours, le Distributeur doit déterminer s'il doit procéder à l'acquisition de blocs d'énergie hebdomadaires ou mensuels.

Sur un horizon de très court terme, soit à deux jours d'avis, le Distributeur doit prendre des décisions sur l'utilisation des moyens qu'il entend déployer pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. À cet horizon de planification, le Distributeur doit déterminer les quantités requises de produits de base flexibles, de même que les quantités requises sur les marchés de très court terme, comme le marché DAM. Les produits flexibles doivent être programmés au moins 36 heures à l'avance selon un ordonnancement en fonction de leur coût d'utilisation, tandis les prises de positions sur le marché DAM se font généralement à 30 heures d'avis. Rappelons qu'à 36 heures d'avis, l'erreur de prévision peut atteindre 1000 MW.

En dernier lieu, les ajustements fins requis pour assurer l'équilibre à quelques heures d'avis se feront par le recours à des

transactions horaires en temps réel (marché HAM) et, au besoin, à l'électricité interruptible.

- 4.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur fera la réconciliation a posteriori entre la consommation réelle de ses clients et les approvisionnements non utilisés ou manquants.

Réponse:

Le Distributeur estime qu'il est très peu probable que les 8760 valeurs horaires du profil de l'électricité patrimoniale puissent être utilisées de façon parfaite au cours d'une année. Cela résulte notamment des différents aléas de court terme auxquels le Distributeur aura à faire face au cours d'une année, notamment les aléas climatiques et les aléas prévisionnels de très court terme. Par exemple, des conditions climatiques au dessus des normales pendant les mois de janvier et de décembre d'une même année pourraient occasionner une situation excédentaire de « bâtonnets patrimoniaux » d'une grande valeur (par exemple, de 30 000 W et plus) au cours d'une année. La conjugaison de ces aléas aux modalités de certains contrats d'approvisionnement du Distributeur (livraisons en base) pourrait mener à cette situation. Ce n'est qu'à la fin de l'année que le Distributeur pourra quantifier le total des valeurs horaires non utilisées associées à l'électricité patrimoniale .

À l'inverse, des conditions climatiques extrêmes caractérisées par des périodes de froid intense pourraient occasionner des dépassements du profil de l'électricité patrimoniale. À titre d'exemple, les aléas climatiques peuvent entraîner une variation de la charge d'environ 400 MW lors des périodes de grand froid pour chaque degré Celsius en déviation par rapport à la prévision.

Ces dépassements, tout comme les valeurs horaires non utilisées associées à électricité patrimoniale, seront constatés après coup et ne pourront qu'être quantifiés de façon définitive qu'au 31 décembre d'une année, soit après la réallocation finale des « bâtonnets patrimoniaux ».

- 5. Références :** (i) Pièce HQD-4, document 1, page 7
(ii) Dossier R-3470-2001, pièce HQD-6, document 1, page 50

Préambule :

En ce qui concerne le plan d’approvisionnement 2005-2014 des réseaux autonomes, le Distributeur mentionne que :

« À long terme, afin de pouvoir répondre aux besoins des clients et étant donné l’augmentation prévisible des coûts du pétrole, plusieurs alternatives à la production thermique sont envisagées. Les principaux moyens envisagés sont le raccordement au réseau principal, le développement de projets d’énergie renouvelable (éolien, hydraulique, etc.), ainsi que des moyens alternatifs ou complémentaires à la production thermique. »

Dans son plan d’approvisionnement 2002-2011 des réseaux autonomes, le Distributeur indiquait les moyens alternatifs à la production thermique envisageables.

Centrale	Moyens envisageables		
Cap-aux-Meules	Éolien		
Île-d'Entrée	Éolien		
Kuujuarapik	Éolien		
Umiujaq	Éolien		
Inukjuak	Éolien		
Puvirnituk	Éolien		
Akulivik	Éolien		
Ivujivik	Éolien		
Salluit	Éolien		
Kangiqsujuaq	Éolien		
Quaqtaq	Éolien		
Kangirsuk	Éolien		
Aupaluk	Éolien		
Tasiujaq	Éolien		
Kuujuaq	Éolien		Raccordement
Kangiqsualujuaq	Éolien		
Lac Robertson	Éolien		
La Romaine	Éolien	Hydraulique	Raccordement
Port-Menier	Éolien		
Clova			Raccordement
Wemotaci		Hydraulique	Raccordement
Obedjiwan			Raccordement

En février 2002, le Distributeur précisait que tous ces moyens étaient envisageables mais non économiques pour le moment.

Demande :

- 5.1 Veuillez déposer, pour chacune des centrales de production, les plus récentes études techniques et économiques relatives aux moyens alternatifs à la production thermique.

Réponse:

Il faut noter que c'est en se basant sur son expérience et sur sa connaissance du milieu physique que le Distributeur estime que les moyens énumérés ci-dessus sont envisageables. Tous les réseaux autonomes n'ont cependant pas fait l'objet d'études spécifiques quant à la faisabilité de ces moyens ou quant à leur coût.

Des études existent, relativement au potentiel de jumelage éolien-diesel au Nunavik et au raccordement de Wemotaci. Elles sont produites en annexe au présent document.

6. **Références :** (i) Pièce HQD-4, document 1, page 45
(ii) Dossier R-3470-2001, pièce HQD-3, document 1, annexe c, page 1

Demande :

- 6.1 Veuillez produire un tableau décrivant la tarification et les programmes d'efficacité énergétique en vigueur au 1^{er} avril 2004 dans les réseaux autonomes, tel que présenté à la référence (ii).

Réponse:

Programmes commerciaux et Tarification (en vigueur au 1er avril 2004)				
Région	Programmes commerciaux		Tarification	
	Résidentielle	Affaires	Résidentielle	Affaires
ÎLES-DE-LA-MADELEINE	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout à 30% d'avantage économique • Programme entretien annuel • Réparation / dépannage • Programme de remplacement des fournaies • Aide financière à la nouvelle construction / conversion 	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout à parité 	Tarif D et DM : Identiques aux tarifs applicables au sud du 53 ^e parallèle 1 ^{ère} tranche : 4,95 ¢/KWh 2 ^e tranche : 6,24 ¢/KWh	Tarif G, G-9 ou M : Identiques aux tarifs applicables au sud du 53 ^e parallèle
BASSE-CÔTE-NORD La Romaine	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout à 30% d'avantage économique • Aide financière à la nouvelle construction / conversion 	Aucun programme en vigueur		
Réseau Lac Robertson	Aucun programme en vigueur	Aucun programme en vigueur		
ANTICOSTI	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout à 30% d'avantage économique • Programme entretien annuel (maximum 100\$/ an) • Aide financière à la nouvelle construction / conversion 	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout à 30% d'avantage économique • Programme entretien annuel (maximum 100\$/ an) 		
HAUTE-AURICIE Opitciwan / Wemotacié	Entente Attikameks-Hydro-Québec <ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout à 30% d'avantage économique • Programme entretien annuel et ramonage • Réparation / dépannage • Aide financière à la nouvelle construction 	Entente Attikameks-Hydro-Québec <ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout à 30% d'avantage économique • Programme entretien annuel et ramonage • Réparation / dépannage 		
Clova	<ul style="list-style-type: none"> • Aide financière à la nouvelle construction / conversion 	Aucun programme en vigueur		
NUNAVIK (Nord du 53 ^e parallèle) 14 villages INUIT	Entente Makivik : <ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout à 30% • Programme entretien annuel • Réparation / dépannage 	Entente Makivik : <ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout à 30% • Compensation du propane • Programme entretien annuel • Réparation / dépannage 	Tarif D et DM 1 ^{ère} tranche : 4,95 ¢/KWh 2 ^e tranche : 27,68 ¢/KWh Frais de branchement de 5 000\$ si chauffage électrique	Tarif G, G-9 ou M Identiques aux tarifs applicables au sud du 53 ^e parallèle avec interdiction de chauffer les locaux et l'eau à l'électricité Sinon toute la consommation est facturée à 61,18¢/ kWh + frais de branchement de 5 000\$.
1 village CRI	Entente Whapmagoostui (Cri) : <ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout à 30 % 	Aucun programme en vigueur		