

Prévision de la demande d'électricité au Québec et Normalisation

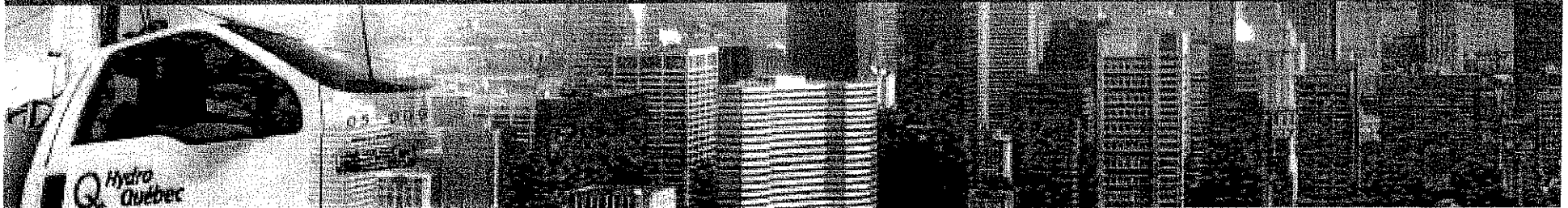
Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3550-2004
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 7 juin 2005
Pièces n°: HQD-2

document 2

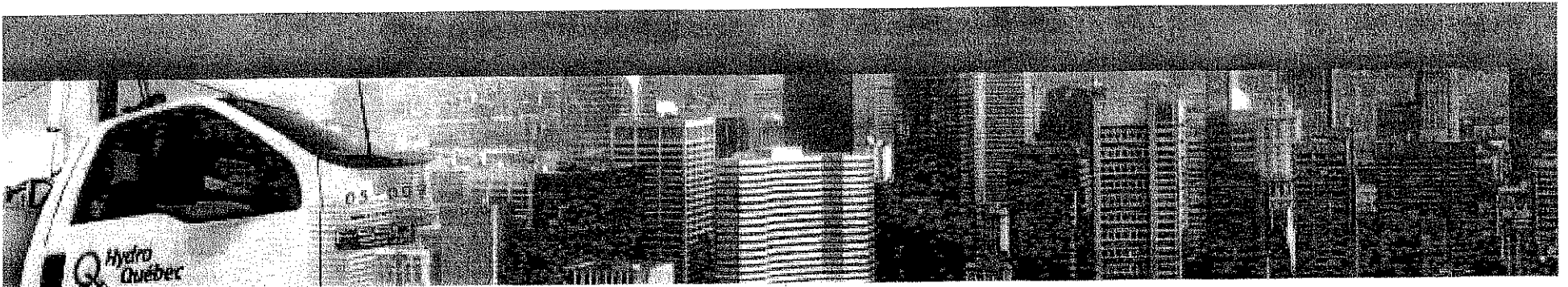
**R-3550-2004 : Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement
2005-2014 du Distributeur**

7 juin 2005

HQD-2, Document 2

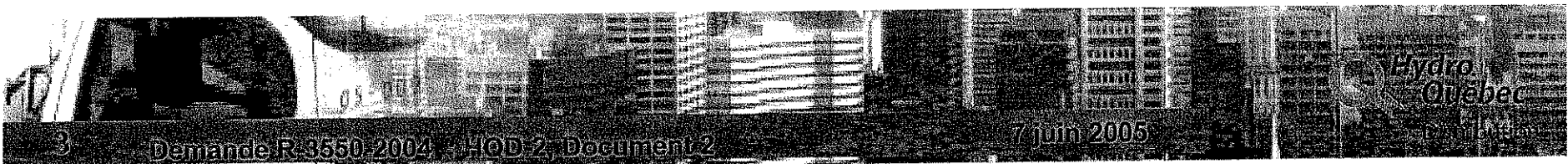


Prévision de la demande d'électricité au Québec



Prévision de la demande d'électricité au Québec – mise en contexte

- ◆ Le Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur repose sur la révision d'août 2004 de la prévision de la demande d'électricité au Québec. Cette dernière comporte trois scénarios, soit les scénarios moyen, fort et faible.
- ◆ La prévision de la demande d'électricité à long terme est faite une fois par année. À court terme, elle fait toutefois l'objet d'un suivi serré et, si nécessaire, des mises à jour sont effectuées afin de permettre aux utilisateurs une meilleure prise de décisions, notamment pour les approvisionnements à court terme et la gestion de la prochaine pointe du réseau.
- ◆ La prévision du Distributeur se fonde sur une méthodologie connue, éprouvée et maintes fois décrite dans les dossiers réglementaires. La méthodologie s'inscrit dans un processus d'amélioration continue et tout changement significatif incorporé à la prévision est documenté.
- ◆ Dans les causes précédentes, la Régie a reconnu que la prévision du Distributeur était raisonnable et que la plage entre les scénarios d'encadrement couvrait un éventail raisonnable de possibilités.
- ◆ De plus, l'absence de biais statistique dans la prévision a été démontrée.

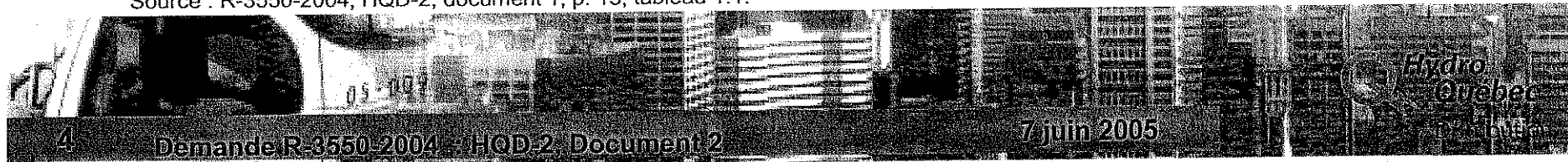


Les principaux intrants de la prévision

Principales variables démographiques, économiques et énergétiques - Révision d'août 2004 -

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Population totale au Québec (milliers)	7 530	7 566	7 597	7 628	7 657	7 685	7 713	7 738	7 763	7 786	7 808
Âge moyen (années)	39,44	39,76	40,07	40,38	40,66	40,95	41,24	41,53	41,80	42,06	42,33
Nombre de ménages (milliers)	3 174	3 213	3 249	3 283	3 315	3 345	3 375	3 403	3 428	3 451	3 474
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	52,5	43,2	36,0	34,0	32,0	30,6	29,5	28,1	24,7	23,1	23,5
Croissance du PIB (%)	3,0	2,4	2,6	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Croissance du PIB manufacturier (%)	3,2	2,8	3,0	2,8	2,6	2,7	2,7	2,7	2,4	2,4	2,4
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,7	2,5	2,7	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Revenu personnel disponible (%)	2,1	1,8	2,3	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	1,9	1,9	1,9
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	7,01	7,16	6,82	6,45	6,24	5,86	5,59	5,55	5,49	5,54	5,79
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	37,98	36,35	32,71	30,00	30,00	30,00	30,53	31,53	32,76	34,04	35,37

Source : R-3550-2004, HQD-2, document 1, p. 13, tableau 1.1.



Les principaux intrants de la prévision

- ◆ La prévision de la demande découle d'un ensemble de paramètres démographiques, économiques et énergétiques qui forment un tout cohérent.
- ◆ Une perturbation sur certains paramètres à court terme n'entraîne pas nécessairement une remise en question de la prévision sur l'ensemble de l'horizon.
- ◆ Pour sa prévision des intrants, le Distributeur tient compte du consensus disponible à la date de réalisation.

Les besoins en énergie et en puissance

Prévision des besoins en énergie - Scénario moyen (TWh)

	2004 ¹	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Prévision des ventes	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6	184,8	20,8
- Ventes dans les réseaux autonomes	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
+ Usage interne	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	-0,1
= Consommation visée par le Plan	164,1	169,5	173,3	175,4	177,8	179,0	180,2	181,2	182,9	183,6	184,8	20,7
+ Pertes de distribution et de transport	12,5	12,7	13,0	13,1	13,3	13,4	13,4	13,5	13,7	13,7	13,8	1,3
= Besoins visés par le Plan	176,6	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6	22,0

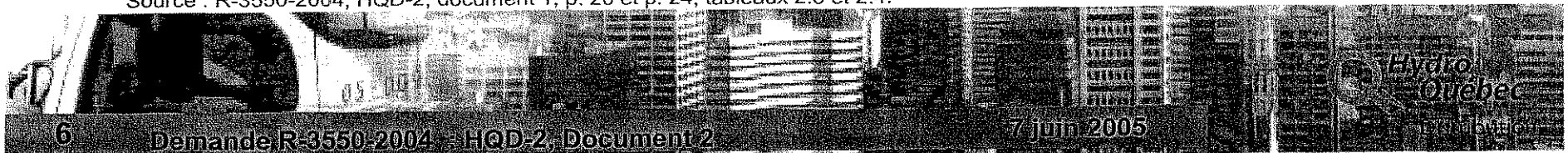
¹ Normalisé pour les conditions climatiques.

Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver - Scénario moyen (MW)

	2003- 2004 ²	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	Croiss. 2003-13
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR (Besoins visés par le Plan)	34 450	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365	2 915

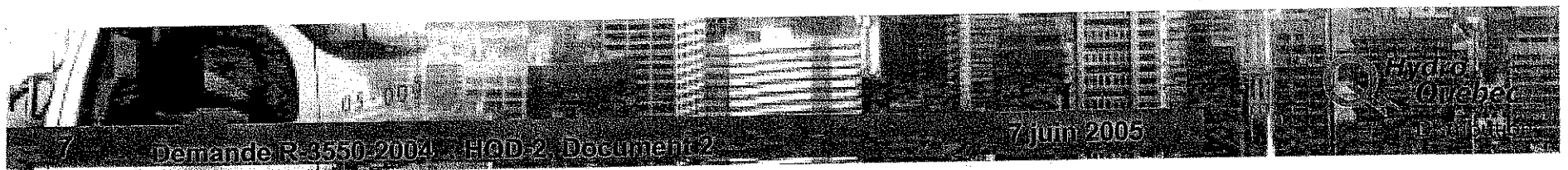
² Pointe normalisée pour les conditions climatiques.

Source : R-3550-2004, HQD-2, document 1, p. 20 et p. 24, tableaux 2.3 et 2.4.



Les besoins en énergie et en puissance - suite

- ◆ À l'horizon 2014, la croissance de 20,8 TWh des ventes est en bonne partie (13,0 TWh) attribuable au secteur industriel Grandes entreprises.
- ◆ Les besoins en énergie visés par le Plan sont essentiellement composés de la consommation visée par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les réseaux de distribution et de transport à un taux de l'ordre de 7,5 %.
- ◆ La pointe de l'hiver 2013-14 dépasse de plus de 2 900 MW celle de l'hiver 2003-04 en raison principalement (à 42 %) de la croissance des besoins en puissance des Grandes entreprises industrielles.

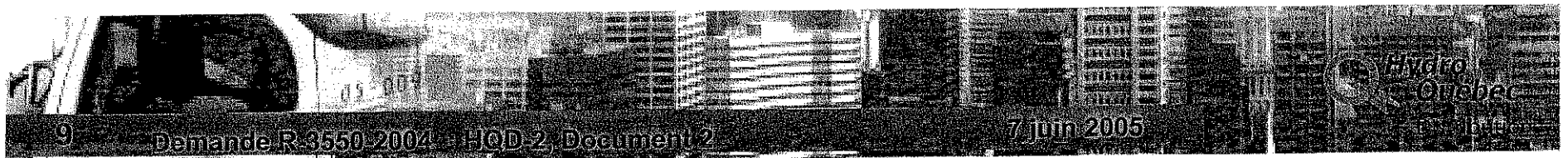


Comparaison avec l'État d'avancement 2003 du Plan

- ◆ À l'horizon 2011, la prévision des ventes d'électricité et des besoins en puissance du Plan d'approvisionnement 2005-2014 est respectivement inférieure de 3,2 TWh et de 540 MW.
- ◆ Le retrait de projets dans le secteur des alumineries, dont la modernisation de l'usine d'Alcoa à Baie-Comeau, explique un écart des ventes de -2,9 TWh et des besoins de -300 MW.
- ◆ Le taux de pertes est passé de 7,8 % dans l'État d'avancement 2003 à 7,5 % dans le présent Plan. Cette révision à la baisse du taux de pertes s'explique par des taux constatés au cours des trois dernières années inférieurs aux taux retenus antérieurement pour la prévision.

Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2002-2011

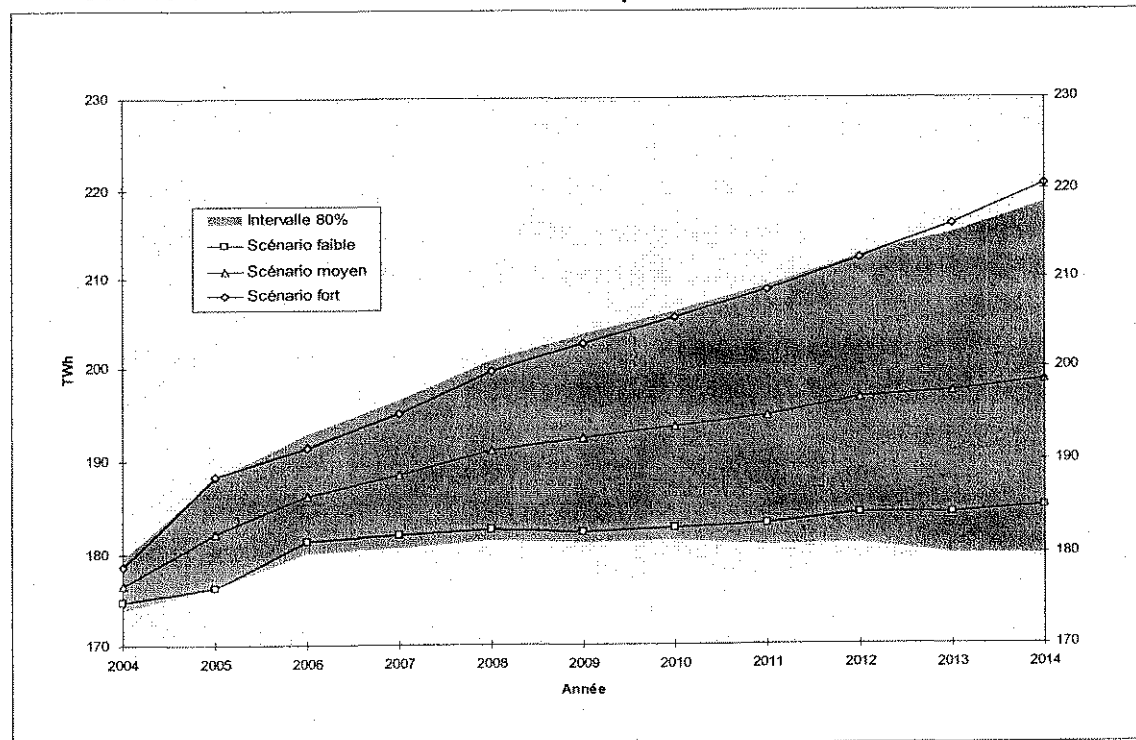
- ◆ La prévision de la demande d'électricité du présent Plan est dans l'ensemble nettement supérieure. En 2011, cet écart atteint 6,5 TWh en ventes alors qu'en puissance, il excède 1 000 MW.
- ◆ La prévision des ventes au secteur Domestique et Agricole utilisée pour l'actuel Plan d'approvisionnement a été revue à la hausse de +3,7 TWh et elle occasionne une hausse importante des besoins.
- ◆ La prise en compte de l'expansion de l'usine d'Alouette (phase 2) entraîne quant à elle une importante différence, soit 4,3 TWh à partir de 2006.
- ◆ À l'horizon 2011, le taux de pertes passe de 8,6 % dans le premier Plan à 7,5 % dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014. Ce changement de taux prévu résulte essentiellement de deux facteurs :
 - Tout d'abord, diminution du taux de pertes retenu au point de départ compte tenu des derniers résultats disponibles comparativement à ceux disponibles en 2001.
 - Ensuite, abandon de l'hypothèse de croissance des taux de pertes de distribution et de transport reliée à l'utilisation accrue des réseaux.



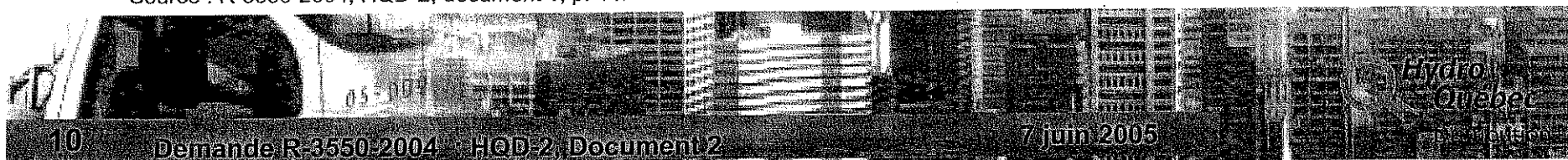
L'aléa de la demande prévue

GRAPHIQUE 2.3

Scénarios d'encadrement et aléa de la prévision des besoins en énergie

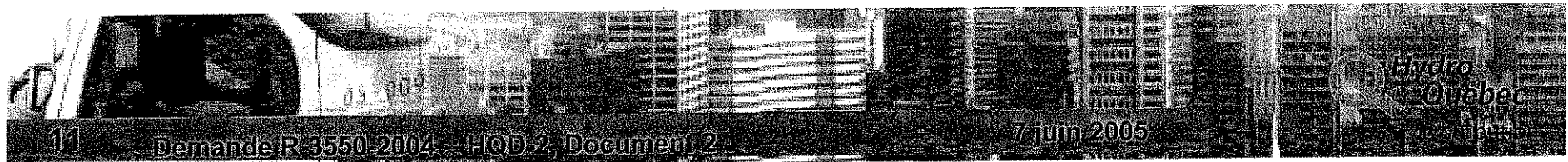


Source : R-3550-2004, HQD-2, document 1, p. 44.



L'aléa de la demande prévue - suite

- ◆ L'aléa sur la demande prévue provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'évolution des variables économiques, démographiques, énergétiques ainsi que des erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la demande d'électricité. L'aléa sur la demande prévue est encadré par les scénarios fort et faible de croissance de la demande.
- ◆ La simulation des besoins indique que les scénarios d'encadrement couvrent généralement de 70 % à 80 % des valeurs possibles d'évolution des besoins.
- ◆ À l'année 2008 (horizon 4 ans), l'écart-type de la prévision des besoins en énergie est de 7,6 TWh alors que l'écart entre le scénario fort et le scénario moyen est de 8,5 TWh.
- ◆ Pour l'hiver 2007-08, l'écart-type de l'aléa de la prévision des besoins en puissance représente un peu plus de 1 400 MW.



L'aléa climatique et l'aléa global

- ◆ La prévision de la demande est effectuée à conditions climatiques normales.
- ◆ La simulation des besoins de l'année 2008 montre que l'écart-type de l'impact de l'aléa climatique est en énergie de 1,8 TWh alors qu'en puissance, il est d'un peu plus de 1 200 MW sur les besoins à la pointe de l'hiver 2007-08.
- ◆ L'aléa global se définit par la combinaison de l'aléa sur la demande prévue et de l'aléa climatique. L'écart-type de l'aléa global est établi en prenant la racine carrée de la somme des carrés des écarts types de l'aléa prévisionnel et de l'aléa climatique.
- ◆ Pour l'année 2008, l'écart-type de l'aléa global représente 7,8 TWh.
- ◆ L'écart-type de l'aléa global de la pointe de l'hiver 2007-08 atteint un peu moins que 1 900 MW.

L'aléa global

Impact de l'aléa global sur les besoins en énergie (TWh)

Combinaison de l'aléa sur la demande prévue et de l'aléa climatique

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Écart type (TWh)	5,0	5,3	6,4	7,8	8,9	9,9	11,2	12,4	13,8	15,3
Coefficient de variation ¹	2,7%	2,8%	3,4%	4,1%	4,6%	5,1%	5,7%	6,3%	7,0%	7,7%

¹ Rapport, en pourcentage, entre l'écart type et la prévision des besoins en énergie visés par le Plan (scénario moyen).

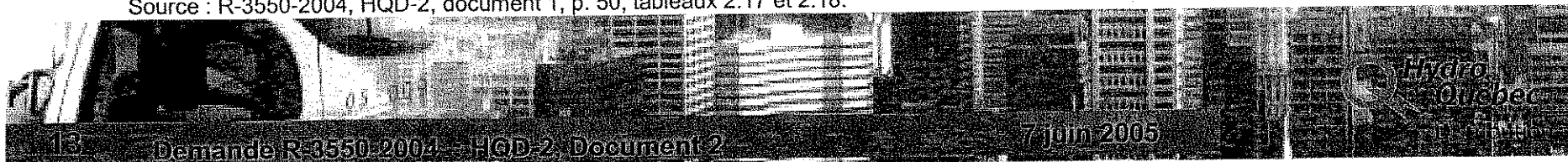
Impact de l'aléa global sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver (MW)

Combinaison de l'aléa sur la demande prévue et de l'aléa climatique

	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Écart type (MW)	1 480	1 620	1 710	1 880	2 050	2 210	2 390	2 580	2 800	3 060
Coefficient de variation ¹	4,3%	4,6%	4,8%	5,2%	5,7%	6,1%	6,5%	7,0%	7,5%	8,2%

¹ Rapport, en pourcentage, entre l'écart type et la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver (scénario moyen).

Source : R-3550-2004, HQD-2, document 1, p. 50, tableaux 2.17 et 2.18.



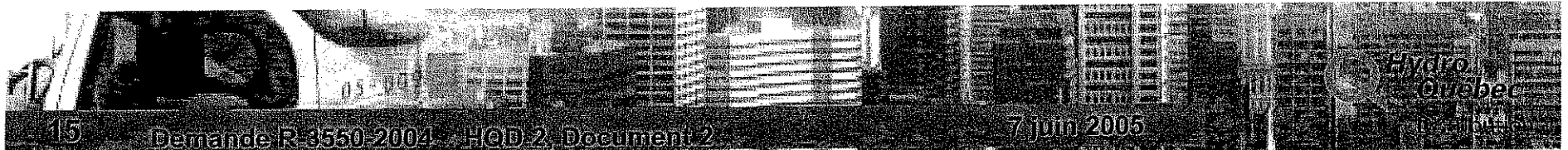


***Normalisation en énergie des
besoins québécois
selon les
conditions météorologiques***



Normalisation: Préambule

- L'estimation de la normalisation est basée sur les résultats produits par deux modèles de prévision horaire des besoins québécois (Puisclim et CM1), développés et exploités pour une gestion optimale et sécuritaire du réseau par
 - Hydro-Québec TransÉnergie
 - Hydro-Québec Distribution
 - Hydro-Québec Production
- La prévision est calculée de façon déterministe en utilisant les variables suivantes, à 9 endroits au Québec:
 - la température
 - la vitesse du vent
 - le taux de nébulosité
 - le type et l'intensité des précipitations



Normalisation: méthode

- **Pour normaliser les besoins pour un intervalle de temps:**
 - On utilise les 2 modèles de prévision horaire,
 - On estime les besoins québécois sous les conditions climatiques 1971 à 2000 ,
 - en utilisant les conditions climatiques de la même période, ajustées toutefois selon un scénario de réchauffement
 - On calcule la moyenne des 30 estimations par période,
 - La normalisation est obtenue par différence entre la moyenne des estimations et l'estimation du modèle pour la période courante,
 - Exemple: période du 1er au 12 mai.
- **Les résultats des 2 modèles de prévisions horaires sont comparés.**
- **On retient la normalisation provenant du modèle Puisclim qui est la source des valeurs de normalisation des 25 dernières années.**

Normalisation: conclusion

- **Méthode objective et automatisée.**
- **On limite l'effet de déviation en prenant 30 ans de conditions climatiques (comme Environnement Canada) et un scénario de réchauffement pour anticiper le changement climatique.**
- **On prévoit mettre en place un calcul de la normalisation combinant les résultats des 2 modèles de prévision horaire.**



**Hydro
Québec**
Distribution

