

**RÉPONSES À LA DEMANDE DE
RENSEIGNEMENTS DE OPTION CONSOMMATEURS
PHASE II**

Prévision de la demande

1. Références: Décision D-2002-17, page 15 et HQD-5 doc. 1 page 32 § 3

HQD-5 doc. 1 :

Or comme la prévision s'appuie sur des hypothèses climatiques moyennes, toute comparaison de cette dernière avec des données réelles devrait d'abord s'assurer de corriger l'effet des conditions climatiques réelles, ce qui n'a pas été fait.

Décision D-2002-17 :

La Régie a pris connaissance des analyses des intéressés concernant l'existence d'un biais systématique à la surestimation des prévisions du distributeur. La Régie ne peut conclure à l'existence d'un biais systématique compte tenu, notamment, de la remarque du distributeur concernant la nécessité de corriger les données pour tenir compte de l'effet des conditions climatiques réelles.

- 1.1. Veuillez réconcilier votre affirmation précitée et le titre de l'histogramme apparaissant à la page 12 de HQD-4 doc. 1, « Écart entre les prévisions (de 1985 à 1998) et les besoins normalisés » (nous soulignons). Si cet histogramme a bien été préparé sur la base de données réelles normalisées, alors est-il déraisonnable de conclure à un biais dans les prévisions, au moins en apparence?

Réponse :

Comme la prévision s'appuie sur des hypothèses climatiques moyennes, toute comparaison de cette dernière effectuée par Hydro-Québec Distribution, notamment dans l'histogramme apparaissant à la page 12 de HQD-4, Document 1, est faite avec des données réelles corrigées des conditions climatiques réelles (données normalisées). Dans l'affirmation précitée, HQD-5, Document 1, Hydro-Québec Distribution fait référence au document préparé par Monsieur Philippe Dunsky où il présente ses comparaisons qui reposent sur des données réelles non corrigées pour les conditions climatiques réelles.

Oui, il est déraisonnable de conclure à un biais dans les prévisions pour les raisons exprimées dans la réponse à la demande 3.1 de la Régie (HQD-6, Document 1).

- 1.2. Veuillez corriger les données réelles pour tenir compte des conditions climatiques réelles et les comparer avec les prévisions présentées dans la pièce HQT-4 doc. 2 du dossier R-3401-98.

Réponse :

Comme la prévision s'appuie sur des hypothèses climatiques normales, toute comparaison de cette dernière effectuée par Hydro-Québec Distribution, notamment les comparaisons apparaissant dans la pièce HQT-4, Document 2 du dossier R-3401-98, est faite avec des données réelles corrigées des conditions climatiques réelles (données normalisées).

- 1.3. Expliquez la ou les méthodologies utilisées pour corriger les données climatiques réelles afin de les rendre comparables aux prévisions.

Réponse :

La méthode de calcul appliquée par Hydro-Québec Distribution pour normaliser les besoins réels par rapport aux conditions climatiques s'appuie sur des modèles d'estimation horaire des besoins du réseau en fonction des conditions climatiques. Les variables climatiques considérées dans ces modèles sont : la température, la vitesse du vent, le taux de nébulosité et les précipitations.

Les modèles d'estimation utilisés sont établis par la direction Contrôle des mouvements d'énergie de la division TransÉnergie. Ils reflètent les caractéristiques horaires des besoins du réseau (profil horaire des besoins de base, sensibilité horaire des besoins aux différentes variables climatiques, etc.) pour des années historiques spécifiques.

Ainsi, pour normaliser les besoins réels en énergie d'une année donnée, on estime, à partir des simulations fournies par les modèles horaires de l'année de réseau concernée, les besoins en énergie associés aux conditions climatiques normales (besoins normaux) ainsi que les besoins en énergie associés aux conditions climatiques réelles de l'année concernée. La différence entre ces estimés de besoins normaux et de besoins réels représente la normalisation à appliquer aux besoins réels enregistrés.

Pour normaliser les besoins réels en puissance d'une année donnée, on estime, à partir des simulations fournies par les modèles horaires de l'année de réseau concernée, et en leur intégrant un ajustement technique pour les fermetures temporaires, les grèves et les lock-out chez les grands clients industriels, les besoins en puissance (par exemple, la pointe d'hiver) associés aux conditions climatiques normales (besoins normaux). La différence entre les besoins normaux estimés et les besoins de puissance réels enregistrés donne la normalisation des besoins réels.

2. Référence : Décision D-2002-17 page 15 et HQD-4 doc. 6 page 10

La Régie n'est pas en mesure, à ce stade-ci du dossier, d'évaluer le caractère raisonnable de l'estimation de l'aléa de la demande dans la prévision. Elle demande donc au distributeur, en vue de la deuxième phase de ce dossier, de lui présenter de façon plus élaborée la méthodologie qu'il utilise pour estimer les aléas. Ceci lui permettra de se satisfaire pleinement de la façon dont le distributeur calcule et prend en compte l'aléa de la demande, étant donné les impacts importants que celui-ci représente sur les approvisionnements additionnels requis et la stratégie proposée.

En réponse aux sous-questions a) et b) de la question 2.3 d'Option consommateurs (HQD-4, doc. 6), le Distributeur réfère à la pièce HQT-4 doc. 2 du dossier R-3401-98. À la lecture de ce document, il appert que l'information y contenue ne répond qu'imparfaitement aux questions demandées et ne permet pas d'évaluer la raisonnable des prévisions de long-terme du Distributeur.

- 2.1. Veuillez répondre en détail aux questions 2.3 a) et b) de la pièce HQD-4 doc. 6 et déposer toute information additionnelle pertinente et utile à l'évaluation des prévisions de la demande de long-terme, permettant de comprendre comment les variables démographiques, économiques et énergétiques sont prises en compte dans les modèles de prévision et comment ces modèles prennent en compte l'impact des programmes et des réglementations relatives à l'efficacité énergétique (comme les codes et normes de construction, par exemple).

Réponse :

La prévision de la demande d'électricité repose sur une méthodologie complexe. Que ce soit pour la prévision des

variables démographiques, économiques et énergétiques, pour la prévision des variables technico-économiques ou pour la prévision de la demande d'électricité par secteur de consommation et par usage, elle fait appel à de multiples modèles, qui diffèrent selon leur portée (court ou long terme) et qui reposent sur la mise à jour et l'analyse d'imposantes banques de données historiques. De plus, dans plusieurs cas, plusieurs modèles sont utilisés concurremment et leur importance dans la détermination des résultats finaux dépend de leur performance comparative. Enfin, toute cette méthodologie évolue. Elle vise à intégrer rapidement les derniers développements économiques, technico-économiques et économétriques.

Par conséquent, comme le développement de nouveaux modèles et leur intégration à l'exercice de prévision requièrent beaucoup de ressources, comme la prévision est suivie mensuellement et révisée régulièrement (trois fois l'an) et surtout, comme Hydro-Québec Distribution n'a pas de mission pédagogique, les manuels complets de documentation de la méthodologie de la prévision de la demande d'électricité ne sont pas disponibles. Cependant, le tableau suivant présente une synthèse des principaux modèles développés et utilisés à Hydro-Québec Distribution. De plus, une présentation de la méthodologie de la demande d'électricité, telle qu'elle était réalisée en juin 1998, est incluse à l'Annexe I du présent document.

**Prévision de la demande d'électricité
Synthèse des modèles d'Hydro-Québec Distribution**

Variables démographiques et économétriques		
Champ de prévision	Court terme	Moyen et long terme
Démographie au Québec : Population et ménages		* Modèle de prévision par composante
Mises en chantier au Québec	* Modèle d'équation linéaire (économétrique) * Modèle analytique « Judgemental »	
Environnement économique et monétaire	* Prévision du Groupe DRI-WEFA	* Prévision du Groupe DRI-WEFA
Économie du Québec : Marché du travail PIB aux prix du marché Revenu personnel disponible PIB par industrie	* Modèle analytique d'identités comptables « Judgemental »	* Modèle analytique d'identités comptables « Judgemental »
Prix des combustibles : Prix du pétrole brut	* Modèle analytique d'identités comptables « Judgemental » * Modèle d'équation linéaire (économétrique) * Modèle Réseaux de neurones	* Modèle analytique d'identités comptables « Judgemental »
Prix du gaz naturel	* Modèle analytique d'identités comptables « Judgemental » * Modèle Réseaux de neurones	* Modèle analytique d'identités comptables « Judgemental »

Demande d'électricité au Québec		
Champ de prévision	Court terme	Moyen et long terme
Secteur domestique et agricole	* Modèle auto-régressif (SARIMA)	* Modèle concurrentiel de demande d'énergie par secteur de consommation Modèle d'équations linéaires (économétrie) * Prédiction du parc de logements par type et par année de construction * Modèle technico-économique (REEPS) Fonctions de choix (type logit) Fonctions d'évolution technologique de la consommation des appareils
Secteur général institutionnel	* Modèle auto-régressif (SARIMA)	* Modèle concurrentiel de demande d'énergie par secteur de consommation Modèle d'équations linéaires (économétrie) * Prédiction des surfaces de plancher par vocation Modèle d'équations linéaires (économétrie) * Modèle technico-économique (COMMEND) Fonctions de choix (type logit) Fonctions de choix d'efficacité (type logit)

Champ de prévision	Court terme	Moyen et long terme
Secteur Industriel PME	* Modèle auto-régressif (SARIMA)	* Modèle concurrentiel de demande d'énergie par secteur de consommation Modèle d'équations linéaires (économétrique) (en développement) * Prédiction des ventes d'électricité par industrie Modèle d'équations linéaires (économétrique)
Secteur Industriel GE	* Prédiction des variations de charges par client * Prédiction des ventes d'électricité par client Modèle analytique	* Prédiction de la production en tonnes par client Modèle analytique * Prédiction des ventes d'électricité par industrie Modèle analytique

L'impact des programmes :

La prévision de la demande d'électricité est d'abord réalisée avant l'impact des interventions commerciales d'Hydro-Québec Distribution (efficacité énergétique ou autres). Dans une première étape, elle reflète les tendances naturelles des marchés et des comportements énergétiques. Par ailleurs, lors de la définition et de l'évaluation de chacune des interventions prévues d'Hydro-Québec Distribution, l'impact de ces interventions commerciales sur la prévision de la demande d'électricité est estimé. Ces impacts prévus sont ensuite incorporés à la demande d'électricité et il résulte la prévision de la demande d'électricité après interventions commerciales telle que présentée au Plan d'approvisionnement de Hydro-Québec Distribution.

L'impact des réglementations relatives à l'efficacité énergétique :

Les modèles technico-économiques reposent sur une vaste batterie d'hypothèses quant à la consommation unitaire des systèmes de chauffage, de climatisation, de ventilation, des appareils électriques, etc. et quant aux normes de construction à l'année de base de la prévision. Ces hypothèses reflètent les tendances les plus récentes des

manufacturiers et la réglementation en vigueur ou sur le point d'être adoptée.

Les modèles supposent également un remplacement de ces appareils à la fin de leur vie utile. De même, ils incorporent des hypothèses de rénovation, de démolition et de construction neuve. Pour chacun de ces cas, il est supposé que le remplacement ou la rénovation est effectué en faveur d'appareil ou d'équipements plus efficaces. Enfin, ces gains en efficacité reflètent l'évolution attendue des normes des fabricants et de la réglementation.

- 2.2. Dans la mesure où des modèles économétriques sont utilisés pour effectuer les prévisions de long terme :
- i. Décrivez ces modèles économétriques et comparez-les avec les modèles généralement utilisés par les organismes spécialisés dans le domaine de la prévision économique. Démontrez que vos modèles ont une performance raisonnable en comparaison de ces autres modèles.

Réponse :

Tel qu'indiqué au tableau de la réponse à la question 2.1, des modèles économétriques sont utilisés pour la prévision de la demande d'électricité à long terme :

- des équations économétriques pour prévoir la progression du stock de surfaces de plancher au secteur général et institutionnel
- et des modèles concurrentiels globaux de demande d'énergie par secteur de consommation (aussi appelé modèles à deux niveaux).

Le modèle technico-économique COMMEND, utilisé pour la prévision de la demande d'électricité du secteur général et institutionnel, intègre une prévision de superficie à long terme par vocation. Celle-ci est obtenue de la manière suivante :

Les données annuelles historiques des investissements commerciaux et institutionnels en millions de \$ par type d'actifs fournies par Statistique Canada sont agrégées par vocation et cumulées en stocks immobiliers annuels. Des équations linéaires économétriques faisant intervenir des variables démographiques (population du Québec par groupe d'âge et âge moyen) et économiques (PIB tertiaire et revenu personnel disponible) sont estimées pour expliquer l'évolution du stock immobilier par vocation (exprimé en millions \$). Une fois ces équations estimées, elles sont ensuite utilisées (avec les

prévisions démographiques et économiques) pour prévoir les investissements immobiliers des prochaines années, aussi exprimés en millions \$).

À partir de données de coûts de construction fournies par Canadata, les prévisions exprimées en millions \$ sont converties en prévisions de superficie, auxquelles la démolition prévue est soustraite. Il en résulte des prévisions de superficie sur l'horizon de la prévision, lesquelles sont introduites dans le modèle COMMEND.

À notre connaissance, Informetrica est le seul organisme qui produit régulièrement des prévisions de superficie de plancher pour le secteur commercial et institutionnel au Québec. La méthodologie utilisée pour estimer les superficies est presque en tous points semblable à celle d'Hydro-Québec Distribution. La principale différence réside dans la méthode utilisée pour l'estimation du taux de démolition. La durée de vie moyenne des bâtiments est estimée dans les deux cas à une cinquantaine d'années, mais celle d'Hydro-Québec Distribution fait intervenir une moyenne mobile alors que la leur estime que la démolition suit une loi normale. Par ailleurs, Informetrica n'utilise pas exactement les mêmes données qu'Hydro-Québec Distribution. Il est quasi impossible de comparer les résultats d'Hydro-Québec Distribution aux leurs dans la mesure où, en plus, les définitions des vocations diffèrent.

Le gouvernement du Québec produit également des séries historiques de stocks immobiliers pour les services hospitaliers et l'éducation. Toutefois là encore, pour cette dernière catégorie au moins, leurs estimations peuvent différer de celles d'Hydro-Québec Distribution dans la mesure où les mêmes éléments ne sont pas forcément intégrés.

Des modèles concurrentiels globaux de demande d'énergie (modèles à deux niveaux) ont été développés par le GREEN de l'Université Laval pour les secteurs domestique et agricole et général et institutionnel. Au secteur industriel, ces modèles sont en développement.

Les modèles aux secteurs domestique et agricole et général et institutionnel utilisaient initialement les données de Statistique Canada pour la consommation des différents combustibles par secteur. Ils ont ensuite été adaptés pour inclure l'historique des ventes d'électricité d'Hydro-Québec, légèrement différent de celui donné par Statistique Canada.

Même si cette récente version de ces modèles à deux niveaux constitue une amélioration par rapport à leurs précédents développements, lors de leur utilisation, ces modèles se sont avérés non performants. Il peut y avoir un biais dans les coefficients estimés lié à la présence de multi-colinéarité dans ce modèle. Toutefois, comme il a été noté, ces modèles ne sont utilisés qu'à titre de référence.

- ii. Indiquez en particulier comment les variations de prix sont prises en compte dans ces modèles. Quels sont, selon Hydro-Québec, les impacts des augmentations de tarifs envisagées après mai 2004 (effets prix et revenu)?

Réponse :

Dans les modèles concurrentiels globaux de demande d'énergie par secteur de consommation (modèle à deux niveaux), les prix des énergies interviennent deux fois, soit dans les deux niveaux. La description de l'utilisation des prix de l'énergie est présentée ci-après par secteur de consommation.

Au premier niveau, dans l'équation de demande totale en énergie du secteur, un prix pondéré de l'énergie qui tient compte de la quantité consommée et du prix de chacun des combustibles est utilisé.

Au deuxième niveau, les prix des énergies interviennent dans les équations de parts de marché. Étant donné la présence de multi-colinéarité, il peut y avoir un biais dans les élasticités obtenus à l'aide de ces modèles. Par conséquent, elles ne sont utilisées qu'à des fins de référence ou de comparaison.

Selon les estimations d'Hydro-Québec Distribution, les augmentations de tarifs envisagées après mai 2004 (hausse à l'inflation) réduiront les ventes d'électricité d'environ 1,5 TWh en 2011.

3. Référence : Décision D-2002-17, page 15

In view of the Régie's request for additional information regarding HQD's estimates of the uncertainty associated with future load growth:

- 3.1. Please provide additional details as to how the demographic, economic and energy assumptions underlying the weak and strong electricity growth scenarios were established (Reference: ACÉE-SÉ-GS-11,

HQD-4, Document 2, page 11) and HQD's assessment that the underlying demographic/economic conditions will emerge.

Réponse:

Voir la réponse à la question 4.1 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

Étant donné le positionnement plus centré de ses variables intrants, le scénario moyen est considéré comme le plus probable. Néanmoins, l'un ou l'autre des scénarios faible et fort pourrait se concrétiser sur une période plus ou moins longue de l'horizon prévisionnel. Par exemple, dans l'optique d'une très forte croissance économique mondiale, les avantages comparatifs du Québec pourraient favoriser un ensemble de secteurs clés qui entraînerait une augmentation du PIB potentiel et se traduirait par une croissance plus élevée de la demande d'électricité (scénario fort). À l'opposé, une stagnation de la croissance démographique résultant en une demande intérieure anémique, combinée à un manque de compétitivité des secteurs d'exportation entraîneraient le PIB potentiel sur une pente plus douce et la demande d'électricité croîtrait plus lentement (scénario faible).

- 3.2. Is HQD aware of any other agencies that have produced comparable alternative economic outlooks for either Québec or Canada (overall)? If so please provide the results in a comparative format.

Réponse:

Selon Hydro-Québec Distribution, le groupe DRI-WEFA est le seul à produire des scénarios alternatifs (fort et faible) et cette prévision n'est disponible que pour l'ensemble du Canada ainsi que pour un nombre limité de variables. La seule variable conforme au tableau 1.1, précédemment fourni, est la croissance du PIB réel.

<i>Croissance du PIB au Canada (WEFA)</i>											
<i>Avril 2001</i>											
	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>
Scénario faible	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Scénario moyen	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Scénario fort	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3

3.3. Please provide any other information HQD believes would be of assistance to the Régie's and interested parties in understanding the uncertainty associated with the alternative load forecast scenarios.

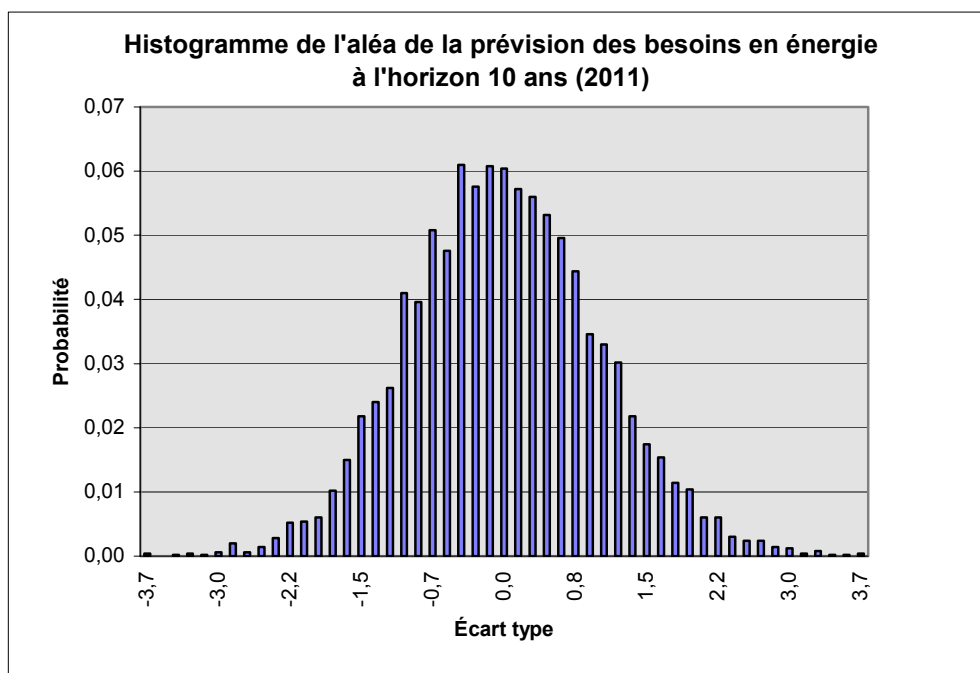
Réponse:

Toutes les informations nécessaires ont été fournies.

4. Référence : HQD-4 doc. 1 pages 20-21

4.1. Does HQD have any results of analyses similar to that provided in response to Régie staff Phase 1 interrogatory 10.1 (HQD-4, Document 1, pages 20-21) for time horizons longer than 3 years? If so, please provide the results in a similar format.

Réponse:



4.2. With respect to HQD's response to Régie interrogatory 10.1, please provide the probability that the actual load exceeds the forecast by:

- i. 1.5 TWhs or more
- ii. 2.3 TWhs or more
- iii. 3.0 TWhs or more.

Réponse:

Sur la base des résultats présentés à la réponse à la demande 4.2 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1), le tableau qui suit donne la probabilité que les besoins réels en énergie (excluant l'aléa climatique) pour l'année 2004 atteignent ou dépassent les niveaux spécifiés.

Besoins réels en 2004 (excluant l'aléa climatique)	Probabilité d'atteinte ou de dépassement
Scénario moyen + 1,5 TWh	40%
Scénario moyen + 2,3 TWh	35%
Scénario moyen + 3,0 TWh	31%

5. Référence: HQD-4 doc. 6 pp. 6-8

In response to the interrogatories referenced above posed during Phase I, HQD provided information contrasting the economic assumptions used in its electricity demand forecast with forecasts prepared by other agencies for the period 2001-2004.

- 5.1. Was HQD able to test the reasonableness of its economic assumptions for the period beyond 2004 with those prepared by other parties? If so, please indicate the sources of the alternative economic forecasts and the comparable values.

Réponse:

Il n'existe que très peu d'organismes qui produisent des scénarios de prévisions économiques à long terme pour le Québec. Parmi les organismes connus, il y a notamment le groupe DRI-WEFA, le Conference Board du Canada et la firme Infrometrica. Puisque le coût d'abonnement à ces prévisions est très élevé, Hydro-Québec Distribution a choisi de ne retenir que les services prévisionnels du Conference Board du Canada.

Croissance du PIB réel au Québec (en %)							
Prévision du Conference Board du Canada							
Avril 2001 (pour l'année 2005) et décembre 2000 (pour 2006-2011)							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PIB au coût des facteurs	2,9	3,2	3,2	2,7	2,4	2,3	2,2

5.2. Is HQD aware of any other recent (i.e., prepared in the last two years) forecasts of future Quebec electricity requirements apart from the two referenced in response to OC's Phase I interrogatories (HQD-4, Document 6, p. 9)? If so, what are the associated electricity forecasts?

Réponse:

L'Office national de l'énergie (ONE) effectue une prévision de la demande et de l'offre d'énergie au Canada (par province et par forme) jusqu'en 2025. De plus, Ressources naturelles Canada (RNC) fait une prévision de la demande d'énergie au Canada par forme d'énergie et par province jusqu'en 2020. Ces deux organismes n'ont toutefois pas revu leur prévision depuis 1999.

6. Référence : HQD-2 doc. 1 page 12

6.1. Please indicate the assumed increase in number of residential heating customers underlying the 850 MW increase in residential heating requirements between 2001-2002 and 2010-2011 (HQD-2, Document 1, page 12).

Réponse:

Une croissance moyenne de 28 000 ménages par année qui se chauffent à l'électricité sur la période 2002-2011, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,2 % est supposé.

6.2. Please indicate the impact on the long-term demand and energy forecasts and their sensitivity to weather in 2011 (i.e. Graphs 2.3-2.5) if participation in the Residential Dual Fuel program was to increase over the period at the same rate as the increase in number of residential heating customers?

Réponse:

Si une croissance annuelle moyenne de 1,2 % des clients biénergie (tarif DT) sur la période 2002-2011 est supposée, la demande en chauffage biénergie passera de 1,0 TWh à 1,1 TWh.

Pour la sensibilité aux conditions climatiques en 2011, cette information n'est pas disponible.

- 6.3. If unable to provide a response to the preceding question, please indicate the impact on the long term demand and energy forecasts and their sensitivity to weather in 2011 if participation in the Residential Dual Fuel program was to increase over the period at the same rate as the overall demand for electricity requirements for space heating?

Réponse:

Voir la réponse à la question 6.2.

7. Référence : HQD-2 doc. 1 pages 25-28, graphiques 2.2 à 2.5

- 7.1. Please provide the annual numerical values for the various demand and energy forecasts set out in graphs referenced above for the period 2001 to 2011 inclusive.

Réponse:

Consommation visée par le Plan (TWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Scénario fort	156,7	162,9	167,1	171,2	174,6	178,7	182,3	186,3	188,6	191,4	194,7
Scénario mi-fort	155,7	159,8	163,7	167,5	170,1	173,0	175,5	178,6	180,2	182,3	184,7
Scénario moyen	154,7	156,8	160,3	163,9	165,6	167,3	168,8	170,9	171,8	173,2	174,7
Scénario mi-faible	153,9	155,7	158,2	160,7	161,3	162,2	163,2	164,6	165,0	165,9	166,9
Scénario faible	153,1	154,6	156,1	157,4	157,0	157,2	157,5	158,3	158,2	158,7	159,0

Besoins en puissance visés par le Plan (MW)

	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11
Scénario fort	33 000	33 980	34 780	35 650	36 520	37 250	37 930	38 570	39 160	39 790
Scénario mi-fort	32 550	33 360	34 060	34 740	35 370	35 870	36 360	36 820	37 270	37 730
Scénario moyen	32 100	32 730	33 340	33 840	34 210	34 500	34 790	35 080	35 380	35 680
Scénario mi-faible	31 920	32 340	32 750	33 080	33 280	33 410	33 580	33 750	33 940	34 120
Scénario faible	31 740	31 950	32 160	32 310	32 350	32 330	32 360	32 410	32 490	32 560

7.2. Please reproduce Graphs 2.4 and 2.5 for the year 2011.

Réponse:

D'une part, Hydro-Québec Distribution ne dispose pas de cette information. D'autre part, puisque les aléas climatiques sont gérés avec des produits de court terme, l'information pertinente ne sera produite que dans le plan qui sera déposé aux environs de la fin 2007.

7.3. For Graph 2.4, please provide the actual probability value associated with each interval for 2011.

Réponse:

Voir la réponse à la question 7.2.

7.4. For Graph 2.5, please provide the actual numerical values on which the 2011 graph is based and indicate the probability of load variation due to weather meeting or exceeding:

- i. Plus one standard deviation;
- ii. Plus two standard deviations.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.2.

8. Référence : HQD-2 doc. 1 Annexe 1A

8.1. Please provide the annual avoided costs (separating out the values for generation, transmission and distribution) that are being used in the development of the energy efficiency plan for the years 2002-2011 inclusive and describe how they were determined.

Réponse:

Voir la réponse à la question 7.1 de la Régie (HQD-6, Document 1).

- 8.2. Is the avoided cost methodology currently being employed by HQD in the development of its energy efficiency plan consistent with the Régie's January 21st, 2002 findings regarding the determination of avoided generation costs (D-2002-17/R-3470-2001, pages 15-16)? If not, please provide the avoided costs for the years 2005-2011 consistent with the Régie's findings.

Réponse:

Voir la réponse à la question 7.1 de la Régie (HQD-6, Document 1).

- 8.3. Please describe how HQD employs the Rate Impact Measure (RIM) and Total Resource Cost (TRC) tests referenced in its Strategic Plan (pages 168-169) when screening prospective energy efficiency initiatives. In responding please address HQD's treatment of the following issues:
- i. Does each prospective initiative have to "pass" the RIM test?
 - ii. Does each prospective initiative have to "pass" the TRC test?
 - iii. Do the prospective initiatives, when considered in aggregate, have to pass the RIM test?
 - iv. Do the prospective initiatives, when considered in aggregate, has to pass the TRC tests?

Réponse:

Cette question pourra être abordée lors de la cause R-3473-2001.

- 8.4. Please provide any preliminary estimates available as to the:
- i. Technical/economic potential for load reductions from energy efficiency programs and standards through to 2011.
 - ii. Achievable load reductions from energy efficiency programs and standards through to 2011.

Réponse:

Cette question pourra être abordée lors de la cause R-3473-2001.

- 8.5. Does the work to date indicate whether the impact of energy efficiency (programs, standards and technological innovation) could be materially different (i.e. 10% more/less) than that included in the load forecast presented as part of HQD's supply plan?

Réponse:

Cette question pourra être abordée lors de la cause R-3473-2001.

- 8.6. Please update the load forecast information presented in Graphs 2.2 through 2.5 to reflect the any preliminary information available as to the future impact of energy efficiency programs and standards.

Réponse:

Cette question pourra être abordée lors de la cause R-3473-2001.

- 8.7. If the work to date has employed an avoided cost for generation methodology other than that endorsed by the Régie, please provide HQD's best estimates as to the impact adoption of the Régie's recommended approach would have on the responses to parts 8.4 to 8.6 above.

Réponse:

Voir la réponse à la question 7.1 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

- 8.8. Please indicate the impact on the 2001 technical/economic potential for load reductions from energy efficiency programs (i.e., 6.0 TWhs – HQD-2, Document 1, Annexe 1A, pages 4-5) if:
- i. an avoided cost for generation consistent with the Régie's January 21st, 2001 Decision was used in the analyses, and
 - ii. a 10 year timeframe (i.e., through to 2011) is considered.

Réponse:

Voir la réponse à la question 7.1 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

- 8.9. Please provide additional details regarding the methodology HQD employs for determining avoided transmission and distribution costs (Reference: HQD-2, Document 1, Annexe 1A, page 5 and D-2002-17, page 23). In doing so, please indicate:
- i. the timeframe during which Hydro Québec's transmission and distribution systems respectively are expected to have "surplus capacity", how avoided transmission and distribution costs are determined under such circumstances, and the resulting annual values;
 - ii. the impact on these timeframes of the strong electricity growth scenario; and

- iii. how avoided transmission and distribution costs are established for the time frame when there is no "surplus capacity" and the resulting annual values.

Réponse:

Cette question pourra être abordée lors de la cause R-3473-2001.

Approvisionnementnements existants

9. Référence : HQD-4 doc. 6 pages 15-16

With respect to HQD's responses to OC's Phase I interrogatory 3.1:

9.1. Please confirm (and correct if necessary) the following understanding of how the Heritage Pool will work on a real time basis:

- i. On a day ahead basis, HQD will determine the production it requires from the Heritage Pool for each of the 24 hours in the next day (consistent with the amounts available as per HQD-2, Document 2, Annexe 2A) and advise both Hydro-Québec – Production and TransÉnergie accordingly;

Réponse:

Exact.

- ii. HQP will be responsible for making available the necessary generating facilities to meet HQD's Heritage Pool requirements, as determined the day before, and for establishing the dispatch order for these facilities.

Réponse:

Exact.

- iii. On the actual day, TransÉnergie will be responsible for dispatching the facilities in accordance with the dispatch order provided by HQP. However, TransÉnergie can alter the dispatch of HQP's facilities used to meet the Heritage Pool requirements, as necessary, to ensure system security.

Réponse:

Exact.

9.2. Please clarify exactly how the values presented in HQD-2, Document 2, Annexe 2A will be used to determine the quantities to be provided by

the Heritage Pool on a real time basis. As part of the response, please comment on whether the following accurately describes the process and correct the description where necessary:

- i. Assuming Annexe 2A is applied on a calendar year – on December 31st HQD would elect from the 8,760 hourly values set out in Annexe 2A, the specific 24 hourly supply values that the Heritage Pool is to provide on January 1st, assigning each value to a particular hour of the next day. (e.g. HQD could elect to have the value shown for hour #608 (27,572 MWs) as the supply for midnight to 1:00 am on January 1st; hour #662 (27,397 MWs) as the supply for 1:00 am to 2:00 am on January 1st, etc.).

Réponse:

Exact.

- ii. Then, on January 1st HQD would elect from the remaining 8,736 hourly values (i.e. 8,760-24) that it is eligible for in Annexe 2A, the 24 hourly supply values that the Heritage Pool is to provide on January 2nd, again assigning each value to a particular hour of that day.

Réponse:

Exact.

- iii. A similar process would be followed for each day of the year until December 30th when there would only be 24 eligible hourly values remaining in Annexe 2A and HQD's task would simply be to assign each to a particular hour of the next day – the last day of the year.

Réponse:

Exact.

- iv. The critical points being that:
 - a) the matching of the hourly values in Annexe 2A to forecasted load on a day ahead basis is strictly at HQD's discretion, but
 - b) each hour can only nominated once and once used can not be nominated again

Réponse:

Bien que la programmation soit faite une journée à l'avance TransÉnergie appliquera les balises indiquées par Hydro-Québec Distribution pour adapter la programmation à la charge.

L'utilisation de l'électricité patrimoniale sera fondée sur le résultat final et non sur la programmation 24 heures à l'avance.

- 9.3. Following your responses to questions 9.1 and 9.2 above,
- i. Please confirm that, to the extent HQD must nominate its supply from the Heritage Pool on a day-ahead basis (as described in Questions 2.1. and 2.2), the overall result will not necessarily be an optimum matching of Heritage Pool supplies with overall system requirements (e.g., may not result in the highest load available from the Heritage Pool being dispatched by HQD with the system peak day of the year).

Réponse:

Non. Voir la réponse à question 9.2 iv.

- ii. Please indicate whether the agreements between HQD and HQP on the management of the Heritage Pool supplies allow for any "after the fact" adjustments to the supply deemed to have been provided by the Heritage Pool or whether the values specified through the dispatch process are final.

Réponse:

Non. Voir la réponse à question 9.2 iv.

- iii. Please indicate the actions that will be undertaken by HQD to help ensure an efficient matching of Heritage Pool supplies with overall system requirements on a real time basis.

Réponse:

Non. Voir la réponse à question 9.2 iv.

- 9.4. Please confirm (and correct if necessary) the following understanding of how the incremental supplies HQD has contracted for will be dispatched on a real time basis:
- i. On a day-ahead basis, HQD will determine the production it requires from incremental supplies (in excess of the Heritage Pool) based on anticipated loads.

Réponse:

Exact.

- ii. On a day-ahead basis, HQD will then determine and advise TransÉnergie which of the incremental supplies under contract to HQD should be dispatched to meet both the anticipated loads as

well as any unforeseen increases in load and the dispatch order for these supplies.

These supplies will consist of the long term contracts (established through the call for tenders process); short term contracts (established through short-term RFPs designed to address smaller variations in load); and contracted supplies from Hydro Québec Production to meet significant variations in load (reference – HQD-2, Document 3, page 33).

Réponse:

Exact. Toutefois, les variations imprévues de la charge pourront se traduire par des variations des livraisons de l'électricité patrimoniale ou des autres contrats selon des instructions données par Hydro-Québec Distribution.

- iii. On the actual day, TransÉnergie will be responsible for system dispatch on a real time basis.

Réponse:

Exact.

- iv. The dispatch order (i.e. the merit order in which the incremental suppliers are dispatched to meet increases in load in excess of that supplied by the Heritage Pool) is set by HQD but can be altered by TransÉnergie, if required, for reasons of system security and stability.

Réponse:

Exact.

10. Référence: HQD-4 doc. 6 page 26 et HQD-2 document 3 Annexe 3D

The response to OC's Phase I interrogatory 4.10 indicates that the reserves required to meet NPCC requirements are meant to address both:

- i. The reserves required to allow for equipment failures (i.e. forced outages), and
- ii. The reserves required as a result of load forecast uncertainty and variations due to weather.

10.1. Please indicate HQD's estimate as to how much of the total reserve requirement is required to address equipment failure and how much is required to address variations in load forecast over the next 10 years?

Réponse:

Voir la réponse de la question 43 de ACEE-SE-GS (pièce HQD-6, Document 2) et à la réponse à la question 20 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

11. Please comment on the reasonableness of using the following approach to determine HQD's total incremental capacity requirements (including reliance on short term purchases, interruptible power, and new supply contracts):

HQD Incremental Capacity Requirements in Year "t" equal the sum of:

- a) Capacity Requirements to meet loads in excess of the Heritage Pool Supply = (Forecast Maximum Demand in Excess of Heritage Pool Supply in Year t) x 1.15

plus

- b) HQD's capacity obligation with respect to load normally met by the Heritage Pool = (Maximum Heritage Pool Supply in Year t {34.497 MWs}) x (The Portion of the 11-13% Heritage Pool Reserves attributable to load forecast uncertainty)

Réponse:

L'approche suggéré fait un double comptage au niveau du 15% de la partie a) de l'équation et l'aléa sur la croissance de la demande. De plus, cette approche néglige totalement les différences entre la courbe des puissances classées à l'année T et la courbe patrimoniale. Les besoins en puissance du Distributeur sont en fait déterminés par ce dernier facteur d'ici 2010 ainsi que par le facteur de charge résultant des besoins en énergie. (Voir la pièce HQD-2, Document 3, pages 5 à 7).

Approvisionnement additionnels et stratégie proposée

12. Référence : Décision D-2002-17 page 23

La stratégie proposée ne convainc cependant pas la Régie, dans le cadre de ce premier examen, du besoin de procéder immédiatement à un appel d'offres pour le bloc de 400 MW entièrement modulables, envisagé pour faire face à des scénarios de demande plus élevée. La Régie entend examiner cette question au cours de la phase à venir, afin de considérer plus en profondeur les

limitations des capacités d'interconnexions, les possibilités de contrats de stockage, le recours à des contrats de puissance interruptible, les possibilités qu'offrent les contrats à court terme et les capacités de court terme disponibles au Québec.

12.1. What is HQD's estimate as to the capacity and energy available through short term purchases from suppliers within Quebec to meet its incremental needs over the next 5 years?

Réponse:

Voir la réponse à la question 18.1 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

12.2. Does HQD expect this value to change over the longer term?

Réponse:

Aucune estimation raisonnable à long terme ne peut être faite au stade actuel.

12.3. What timeframe does HQD propose with respect to the call for tenders for the 400 MW fully dispatchable reserve capacity it initially proposed for 2006-2007?

Réponse:

Si l'approbation de la Régie est obtenue, la capacité modulable de 400 MW serait incluse dans le prochain appel d'offres.

12.4. How does the Régie's decision not to accept the 400 MW change the supply strategy for 2007-2011, in HQD's view? Does HQD have proposals to make with this regard?

Réponse:

Voir la réponse à la question 12.3.

13. Référence: Décision D-2002-17 pages 33 et 34 et HQD-5 doc. 1 page 41

HQD-5 doc. 1 :

La diversité de sources d'approvisionnement est transférée au Distributeur par la diversité des formules de prix. Ainsi, il y a tout à gagner à avoir des formules de prix dont l'évolution dépend d'une quantité d'indices diversifiée.

Décision D-2002-17 :

Dans sa réplique, le distributeur introduit l'idée que la diversité des sources d'approvisionnement peut constituer un atout pour le distributeur en matière de gestion des risques. (...)

Néanmoins, la Régie croit aussi que la diversité du portefeuille d'approvisionnement est un facteur important à considérer. Pour cette raison et vu que les nouveaux approvisionnements ne représenteront qu'une faible portion du total de la consommation, la Régie accepte le principe d'une formule de prix indexée sur les coûts des combustibles.

- 13.1. Veuillez expliquer votre position quant à la prise en compte de la diversité au travers des formules de prix. Le Distributeur fait-il une distinction entre la diversité des sources d'approvisionnement par le biais des formules de prix et la diversité des sources « physiques » d'approvisionnement (nombre de fournisseurs et de centrales et de technologies de production d'électricité)?

Réponse :

La diversité des sources «physiques» d'approvisionnement sous l'une ou l'autre de ses formes (nombre de fournisseurs, centrales, technologies) est un résultat auquel on peut s'attendre suite à une série d'appel d'offres. L'ampleur de cette diversité pourra être constatée dans quelques années. La diversité des sources «physiques» dans la plupart des cas devrait amener une diversité des formules de prix.

- 13.2. Veuillez faire état de la position du Distributeur au sujet de l'importance de la diversité des sources « physiques » d'approvisionnement pour assurer la sécurité des approvisionnements aux consommateurs, notamment en termes de réserves pour faire face à un défaut de livraison de l'un ou l'autre des fournisseurs.

Réponse :

La diversité des sources physiques d'approvisionnement est un aspect à considérer dans la sécurité d'approvisionnement. Cette dimension est intégrée à l'évaluation des réserves requises par le biais de la taille des groupes qui permet d'estimer la probabilité de pannes simultanées de diverses ampleurs. Lorsque cette analyse est faite au niveau du Québec, seule l'addition de groupes de taille très importante (plus de 600 MW)

pourrait avoir un impact notable sur le taux de réserve à maintenir. Par ailleurs, au cours des prochaines années, le Distributeur disposera vraisemblablement d'un nombre restreint de contrats au-delà de l'électricité patrimoniale. La perte avec une certaine fréquence d'un groupe de taille importante limiterait considérablement la flexibilité d'exploitation du portefeuille et se traduirait vraisemblablement par des coûts accrus. Il y a donc intérêt pour le Distributeur à vouloir limiter son risque monétaire.

14. Référence: HQD-4 doc. 1 pages 22-23

Dans votre réponse à la question 12.1 de la Régie, vous mentionnez qu'au moins deux corrections ont été apportées à la courbe des puissances classées (CPC) associée à l'électricité patrimoniale : l'une pour rajouter de la puissance disponible à la pointe et l'autre pour retirer de la CPC patrimoniale l'effet de croissance de la demande en cours d'année.

14.1. Expliquez plus en détail les corrections ayant été apportées à la courbe de puissances classées, les motifs sous-tendant ces corrections et les différences de puissances qui en résultent.

Réponse :

L'ajout de puissance disponible à la pointe a été d'environ 225 MW.

Le retrait de l'effet croissance en cours d'année n'a pour effet de changer ni la puissance maximale ni la puissance minimale.

14.2. Quantifier l'impact de ces corrections sur la forme des CPC prévisionnelles, sur les approvisionnements additionnels requis, sur les produits exigés dans l'appel d'offres du 15 janvier 2002 et les appels d'offres subséquents et sur les coûts de ces produits.

Réponse :

L'effet est de réduire les besoins à la pointe à partir de 2008.

15. Référence: HQD-4 doc. 1 pages 28-30

Dans la référence, vous faites mention de contraintes techniques et de marché aux interconnexions. En page 30, vous estimez le potentiel d'importation au travers des divers points d'interconnexions.

15.1. Spécifiez sur quelles hypothèses de marché reposent les facteurs d'utilisation indiqués à la page 30 et en quoi ces hypothèses seront réalistes et raisonnables pour les prochaines années.

Réponse :

Les facteurs d'utilisation indiqués à la page 30 de HQD-4, Document 1 reposent sur le jugement du Distributeur quant à la disponibilité d'énergie en fonction de ses besoins potentiels (voir HQD-4, Document 1 page 29, contraintes de marchés). De plus, le Distributeur est d'avis que l'ouverture des marchés dans les réseaux voisins ne créera pas de surplus chroniques qui viendraient changer sa perception sur les 20 prochaines années. La perception du Distributeur des disponibilités dans les réseaux voisins est donnée à HQD-2, Document 3, Annexe C, page 2, lignes 24 à 27 et page 3 lignes 1 à 8.

15.2. Pour chacune des interconnexions et des quatre périodes identifiées, comment doit-on interpréter ces facteurs d'utilisation présumés :

- i. Que l'interconnexion est utilisée à 20% (exemple du Nouveau-Brunswick) en période de pointe d'hiver?
- ii. Que la capacité disponible sur l'interconnexion peut être supérieure à 20% en période de pointe d'hiver mais que la capacité de production est utilisée à 80% pour la consommation intérieure au Nouveau-Brunswick?
- iii. Autrement (spécifiez)?

Réponse :

Les facteurs d'utilisation reflètent l'énergie que pourrait importer le Distributeur en fonction de ses besoins. Ainsi à titre d'exemple si le Distributeur doit importer en continu, la disponibilité réduite de puissance durant certains jours dans les réseaux voisins vient limiter l'importation sur l'ensemble de la période même si à d'autres jours la disponibilité est plus grande. (Voir la réponse à la question 12.2 de la Régie, pièce HQD-6, Document 1).

15.3. Dans l'estimation des facteurs d'utilisation, comment le Distributeur a-t-il tenu compte du fait que l'implantation de nouvelles centrales dans les réseaux voisins pouvait réduire les contraintes de marché à l'importation?

Réponse :

Voir la réponse de la question 15.1.

16. Référence: HQD-4 doc. 6 page 24

16.1. Votre réponse à la question 4.9-f) s'applique-t-elle tant à la construction d'une nouvelle interconnexion qu'à l'accroissement de la capacité d'une interconnexion existante? Dans la négative, veuillez répondre à la question 4.9-f) pré-citée pour ce dernier cas également.

Réponse :

Les mêmes facteurs jouent dans le cas de l'augmentation de la capacité d'une interconnexion existante. De plus, dans le cas des interconnexions existantes, il faudrait dans plusieurs cas modifier les lignes existantes.

17. Référence: HQD-4 doc. 6 page 30

17.1. With respect to OC's Phase I interrogatory 4.18-e) (HQD-4, Document 6, page 30), HQD has indicated that if evidence of increased demand arises it would contract for an additional 630 MW (4.6 TWh) of supply for 2007. In order to help parties understand the flexibility of HQD's overall proposed supply plan, please indicate:

- i. How many years in advance of 2007 would such a decision have to be made in order ensure the additional supply would be available for 2007?

Réponse:

Pour avoir de la nouvelle production en service au tout début de 2007, il serait nécessaire qu'un contrat soit signé et approuvé par la Régie de l'énergie au premier trimestre de 2003.

- ii. From where (and how) would HQD anticipate obtaining such supplies?

Réponse:

Les quantités additionnelles proviendraient des projets soumis lors d'un appel d'offres en cours. À cet effet, le Distributeur peut modifier les quantités prévues à l'appel d'offres conformément à un plan d'approvisionnement ou à une révision de ce plan approuvée par la Régie de l'énergie. Cette approche suppose qu'il y aurait suffisamment d'offres intéressantes pour mettre sous contrat cette quantité additionnelle.

17.2. Please provide a schedule indicating the maximum incremental load (MWs and MWhs) that HQD believes it will be able to meet under its proposed supply plan for each of the years 2008-2011 inclusive, when

short term supply options and interruptible contracts are also taken into account.

Réponse:

En ajustant les quantités de contrats de long terme, au fil des appels d'offres, en fonction de l'évolution des anticipations, et en comptant sur 5 TWh (un peu plus, lors de certaines années) d'achats sur les marchés de court terme, le Distributeur pourra répondre à un scénario fort, dont les quantités en énergie et en puissance sont décrites dans la pièce HQD-2, Document 3 pages 7 à 9.

17.3. Please indicate in the response to 17.1 the contribution (in terms of MWs and MWhs) that HQD anticipates will be made by supply contracts, short term purchases from interconnections, other short term purchases and interruptible contracts.

Réponse:

Les quantités d'énergie et de puissance pour chacun des produits sont les suivantes.

Contribution de chacune des sources d'approvisionnement :		
Moyens actuellement définis =	7,3 TWh	1000 MW
Achats de court terme =	8,9 TWh	1410 MW
Nouveaux moyens =	4,6 TWh	630 MW
Besoins totaux =	20,8 TWh	3040 MW

Il est prématuré de déterminer la contribution des différents moyens qui pourraient faire l'objet d'achats de court terme.

17.4. If (as in response to OC Phase I Question 4.18-e) HQD includes in its response any reliance on additional contracts for supply – over and above those reflected in the current plan, please indicate the lead time required to put such contracts in place.

Réponse:

Voir la réponse à la question 17.1.

18. Référence : HQD-4 doc. 6 page 30

In response to OC's Phase I interrogatory 4.18-e) (HQD-4, Document 6, page 30), HQD indicates that it expects to be able to call on up to 1410 MWs/8.9 TWhs in short term purchases in 2007 in order to meet incremental

demand. Please reconcile the 8.9 TWhs assumed here with the 5 TWh limit on interconnection capability (Reference: HQD-2, Document 3, page 17):

Réponse:

La capacité d'importation sur les interconnexions n'est pas limitée à 5 TWh par année. La valeur de 5 TWh par année est plutôt la limite de dépendance envers les marchés de court terme que propose le Distributeur pour éviter d'imposer un risque trop important sur la sécurité des approvisionnements. Lors de l'année 2007, l'approvisionnement des marchés québécois est plus à risque que lors des années subséquentes. Voir également la réponse à la question 14.1 de la Régie (HQD-6, Document 1).

18.1. Is the additional 4.9 TWhs all assumed to come from interruptible power and short term supplies from inside Quebec? If so, what is the breakdown?

Réponse:

Les 3,9 TWh (au lieu des 4,9 TWh dont il est mention à la question) proviendront du marché de court terme. Il est impossible de prévoir d'avance si les appels d'offres seront gagnés par les producteurs sur le marché québécois ou sur les producteurs et négociants qui oeuvrent sur les marchés hors-Québec.

En conformité avec les réponses fournies aux questions 6 de AQCEI-AIFQ (HQD-6, Document 3) et 13.5 de ARC-FACEF (HQD-6, Document 4), la contribution potentielle de la puissance interruptible est réservée aux besoins de puissance de pointe. Ce type de besoin n'est pas présent dans le scénario moyen. S'il devait se présenter dans un scénario fort, le Distributeur ajusterait graduellement sa planification en conséquence.

18.2. Or in the case of extreme demand, does HQD assume that additional supplies can be obtained through the interconnections? If so, how much?

Réponse:

Voir les réponses aux questions 14.1 de la Régie (HQD-6, Document 1) et 9.3 de ARC-FACEF (HQD-6, Document 4).

19. Référence : HQD-2 doc. 3 page 5 et HQD-4 doc. 1 pages 22-23

19.1. With reference to Graph 1.2 (HQD-2, doc. 3), please provide:

- a) The monthly total system peak demand for the years 2005 to 2011 inclusive based on the average demand scenario and normal weather conditions.

Réponse:

Besoins globaux–Pointes mensuelles et annuelles

Années	janv	févr	mars	avr	mai	juin	juillet	août	sept	oct	nov	déc	MAX
2005	33840	32020	29410	25300	21900	20300	20180	20320	20730	23670	27670	32200	33840
2006	34210	32360	29720	25580	22130	20500	20390	20540	20890	23810	27970	32490	34210
2007	34500	32640	29980	25810	22350	20720	20610	20770	21100	24040	28230	32780	34500
2008	34790	32920	30250	26040	22560	20930	20820	20970	21300	24250	28470	33060	34790
2009	35080	33200	30530	26280	22780	21140	21030	21180	21520	24480	28730	33360	35080
2010	35390	33490	30800	26520	23000	21360	21250	21400	21730	24710	28990	33640	35390
2011	35680	33770	31040	26760	23220	21570	21460	21610	21930	24920	29220	33910	35680

- b) The actual values for each of the monthly peak demand shown on the chart for the years 2005 to 2011 inclusive,

Réponse:

AAR–Pointes mensuelles et annuelles

Années	janv	févr	mars	avr	mai	juin	juillet	août	sept	oct	nov	déc	MAX
2005	70	40	170	200	200	200	210	210	200	200	190	60	210
2006	290	270	390	420	410	410	420	410	420	420	410	290	420
2007	490	470	590	600	590	590	600	600	600	590	600	480	600
2008	680	660	780	790	790	790	790	790	790	790	790	680	790
2009	910	900	960	980	970	970	970	980	970	970	970	870	980
2010	1190	1190	1150	1150	1160	1160	1150	1160	1160	1150	1150	1110	1190
2011	1480	1480	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1370	1480

- c) The monthly peak demands for the Heritage Pool supply assumed for each year 2005 to 2011 inclusive.

Réponse:

La contribution de l'électricité patrimoniale à chaque mois n'est pas déterminée dans le décret sur les conditions de livraison de l'électricité patrimoniale. Par contre une contribution mensuelle implicite est obtenue lorsque les approvisionnements additionnels requis sont calculés par différentiel entre le profil des puissances classées des besoins prévus et le profil des puissances classées de l'électricité patrimoniale. Cette contribution implicite peut être obtenue par la différence entre les chiffres fournis en a) et ceux fournis en b).

20. Référence : HQD-2 doc. 3 page 9

- 20.1. With reference to Table 1.4, please provide the annual forecast demand (MWs) for the years 2002 to 2011 inclusive for all of the scenarios set out in a Table 1.3.

Réponse:

Cette information n'est pas disponible.

21. Référence: HQD-2 doc. 3 pages 16-17 et Annexe 3C

In its initial application and in responses to Phase I interrogatories (Question 17.1, HQD-4, Document 1, page 28 and Question 4.9, HQD-4, Document 6, page 22) HQD discusses the import capability of existing and planned interconnections.

- 21.1. In view of the Régie's findings in its January 21st, 2002 Decision (page 23), please provide a clear definition and describe the distinction between each of the following import capabilities presented to date:

- i. The “sans contrainte de marché” value of 37.4 TWh (Question 17.1)

Réponse:

Sans contraintes de marché: Les importations potentielles après avoir tenu compte des limites physiques des interconnexions.

- ii. The “contrainte de marché” value of 20 Twh (Question 17.1)

Réponse:

Avec contraintes de marchés: Les importations potentielles après avoir tenu compte des limites physiques des interconnexions et de la disponibilité dans le marché d'énergie en fonction des besoins du Distributeur.

- iii. The “pas de contrainte commerciale” value of 10 TWh (Question 4.9)

Réponse :

Le 10 TWh se réfère à la capacité utile pour le Distributeur en fonction de ses besoins. (Voir réponse aux questions 13.1 et 13.2 de la Régie, pièce HQD-6, Document 1). Cette capacité utile suppose que les interconnexions peuvent être utilisées librement sans contraintes commerciales.

- iv. The strategic limit adopted by HQD of 5 TWh (Document 3, page 17)

Réponse:

Le 5 TWh est une stratégie de prudence du Distributeur afin de limiter la dépendance envers les marchés de court terme sur lequel il n'a aucun contrôle (soit 50% du 10 TWh de iii).

21.2. Does HQD expect these values to remain constant over the supply planning period 2007-2011? Please provide the supporting rationale.

Réponse:

Voir la réponse à la question 12.5 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

22. Référence : HQD-2 doc. 3 page 17

HQD has indicated (HQD-2, Document 3, page 17) that it can only reasonably rely on 5 TWhs per annum of short-term purchases through interconnections.

22.1. Please indicate the capacity (i.e., MWs) associated with the 5 TWhs.

Réponse:

Il n'y a pas de capacité précise associée au 5 TWh. C'est une valeur en énergie. Selon les besoins du Distributeur la capacité pourrait être variable dans le temps.

22.2. Please confirm whether HQD considers this limit to be applicable for the entire planning period (i.e., through to 2011). If not, please indicate level of short term purchases (MWhs and MWs) that HQD considers is reasonable to assume for supply planning purposes for 2007-2011.

Réponse:

Voir la réponse à la question 21.2. De plus le 5 TWh n'est pas une limite. C'est un critère prudent de planification pour le Distributeur. Voir également la réponse à 21.1 iv.

22.3. Is HQD guaranteed access to 5 TWhs of imports over TransÉnergie's interties or could this capability be reduced if other parties were to contract with TransÉnergie for the use of the interties on firm or longer term basis? (Reference: HQD-2, Document 3, page 17)

Réponse :

Non, le Distributeur n'a aucune garantie d'accès au 5 TWh. Cependant le Distributeur juge cette valeur raisonnable. Si d'autres parties réservent les interconnexions, les possibilités d'import par le Distributeur seront réduites ou les coûts augmentés.

23. Référence : HQD-2 doc, 3 page 30 et Annexe 3B

HQD proposes to issue a call for offers in June 2002 to cover its incremental supply requirements for 2008 and, similarly, to issue a call for offers in June 2003 to cover its additional supply requirements for 2009.

23.1. Please confirm that this strategy effectively excludes parties with projects requiring more than 66 months to develop from participating – unless they are willing to initiate the project in advance of their participation in HQD's call for offers process.

Réponse:

Voir la réponse à question 24 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

23.2. Is HQD aware of any potential sources of supply/new generation projects in Quebec that could be developed but would take more than 66 months to develop? If so, what are they and what is their development timeframe?

Réponse:

Voir la réponse à question 24 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

En ce qui concerne les détails sur les délais de réalisation des projets concernés, le Distributeur ne possède pas cette information.

23.3. Given the Régie's decision not to allow the fully dispatchable 400 MW of reserve capacity, for the calls for tenders for the 2008-2011 needs, is HQD still proposing its 'rolling' two-year calls for tenders strategy for 200 MW each year, 66 months ahead?

Réponse:

Selon la compréhension du Distributeur, la Régie, par sa décision D-2002-17 s'est dite non convaincue "de procéder immédiatement à un appel d'offres pour le bloc de 400 MW entièrement modulables". Le Distributeur propose d'inclure le 400 MW de service modulable, lors du prochain appel d'offres. C'est là le seul ajustement de la stratégie qu'il prévoit.

23.4. If yes, how does such a strategy allow for the participation of suppliers with larger scale generating facilities such as large hydro and large gas-fired plants, which may take more than 66 months to deliver?

Réponse:

Tel qu'expliqué en réponse à la question 24 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1), les projets de grande envergure peuvent être développés, sans que la totalité de leur production soit destinée à l'alimentation d'un contrat ferme de long terme avec le Distributeur.

23.5. If the proposed strategy does not allow for their participation, what changes, in HQD's opinion, should be done to the supply and calls for tenders strategy to allow the participation of those potentially interested suppliers?

Réponse:

Voir la réponse à la question 23.4.

24. Référence : HQD-2 doc. 3 pages 31-32

24.1. Please confirm whether HQD considers new interruptible power options to be a viable alternative for meeting peaking requirements?

Réponse:

Non. Il ne faut pas confondre le nouveau concept d'interruptibilité en temps réel proposé et la puissance interruptible. Le nouveau concept ne possède aucune garantie de puissance. Il peut être utilisé principalement pour gérer des dépassements du profil patrimonial causés par les aléas climatiques, puisque la puissance installée pour couvrir cet aléa est fournie par le fournisseur patrimonial.

La gestion de la pointe des besoins du Distributeur devra éventuellement faire appel à des moyens qui offrent une garantie de puissance.

24.2. Please indicate the status of HQD's plans to develop a new (real time) interruptible pricing option and when it anticipates presenting its proposals to the Régie.

Réponse:

Le nouveau concept d'interruptibilité des charges en temps réel est un des moyens qu'entend utiliser le Distributeur pour gérer l'aléa climatique. À cet effet, la réponse à la question 8.2 du FCEI fournit l'information demandée.

24.3. Please provide the results of any analyses HQD has performed as to:
i. HQD's estimate of the avoided cost (\$/kW/annum) attributable to new interruptible load after 2005. How was this avoided cost determined?

Réponse:

Voir la réponse à la question 24.4.

ii. HQD's estimate of the potential for additional interruptible load (Reference: HQD-2, Document 2, page 5) and what the interruptible discount (\$/kW/month) assumed in developing the estimate was.

Réponse:

La référence citée concerne la puissance interruptible dont il est question également à HQD-2, doc.3 page 21. Le Distributeur rappelle que ce type de moyen n'est pas requis sur la durée du Plan, pour les raisons invoquées aux questions 6 de l'AQCEI-AIFQ et 13.5 de ARC-FACEF.

- iii. How much would this potential change if the monthly rate discount was increased by 50%?

Réponse:

Voir la réponse fournie en (i)

24.4. Is the methodology HQD is currently using to establish the avoided costs for new interruptible power contracts consistent with the finding of the Régie in its January 21st, 2001 decision (D-2002-17/R-3470-2001, page 15)?

Réponse:

Si la présente question fait référence au nouveau concept d'interruptibilité en temps réel dont il est fait mention à la pièce HQD-2, Document 3, pages 31-32, voir la réponse à la question 24.3.

Si la présente question fait référence à la puissance interruptible dont il est question à la pièce HQD-2, Document 3, page 21, le Distributeur rappelle que ce type de moyen n'est pas requis sur la durée du Plan, pour les raisons invoquées aux questions 6 de AQCEI-AIFQ (pièce HQD-6, Document 3) et 13.5 de ARC-FACEF (pièce HQD-6, Document 4).

24.5. If the response to the preceding question was "no", please provide HQD's estimate as to the impact on its response to question 22.3 of adopting the Régie's recommended approach and offering a discount for interruptible contracts based on at least 90% of the avoided cost.

Réponse:

Voir la réponse à la question 24.4.

24.6. How much "new interruptible load" is currently built into HQD's supply plan through to the year 2011?

Réponse:

Il est prématuré de répondre à cette question. Voir à ce sujet les réponses fournies aux questions 24.1, 24.2 et 24.4.

24.7. Please indicate the annual cost (in terms of monthly rate discounts – prior to any rebate arising as a result of actual interruptions) associated with the interruptible load currently under contract.

Réponse:

Il est prématuré de répondre à cette question. Voir à ce sujet les réponses fournies aux questions 24.1, 24.2, 24.3 et 24.4

25. Référence : HQD-2 doc. 3 page 37

25.1. Please update Table 3.2 (HQD-2, Document 3, page 37) to include the years 2010 and 2011.

Réponse:

Le tableau 3.2 de la pièce HQD-2, Document 3, page 37 illustre la stratégie de mise en oeuvre du Plan et couvre les intentions du Distributeur pour les 3 prochaines années. Les stratégies de mise en oeuvre pour les années 2010 et 2011 seront dans le prochain Plan d'approvisionnement qui est triennal. Par ailleurs les quantités requises pour 2010 et 2011, sont indiquées au tableau 1.1 de la pièce HQD-2, Document 3, page 2 et au tableau 2.1, de la pièce HQD-2, Document 3, page 21.

ANNEXE I

MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC

Méthodologie de la prévision de la demande d'électricité au Québec

Présentation

22 juin 1998

Prévision de la demande et des revenus

Direction Plans et Contrôle

Produits de la prévision

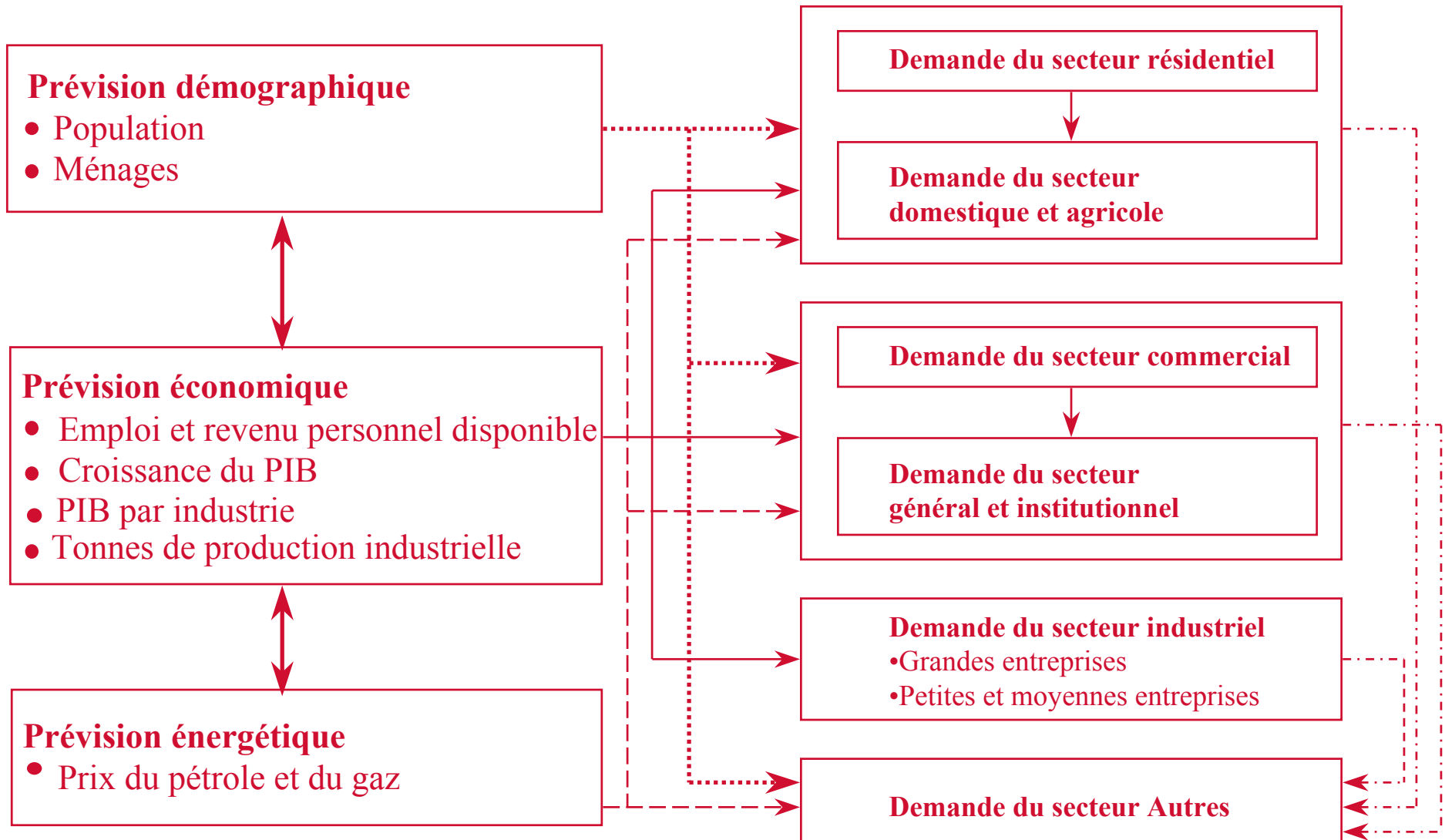
- **Court et moyen terme :**
 - » Résultats mensuels (1998-2001) ;
 - » Phénomènes saisonniers et évolution de la conjoncture économique ;
 - » Modèles auto-régressifs : en développement ;
 - » Modèles analytiques (technico-économiques) et modèles économétriques ;
 - » Revu trois fois par année (avril, août et octobre).

- **Long terme :**
 - » Résultats annuels (1998-2016) ;
 - » Analyse des tendances structurelles de l'évolution démographique, économique et énergétique ;
 - » Tendances à très long terme : 2021 et 2031 ;
 - » Modèles analytiques (technico-économiques) ;
 - » Revue annuellement.

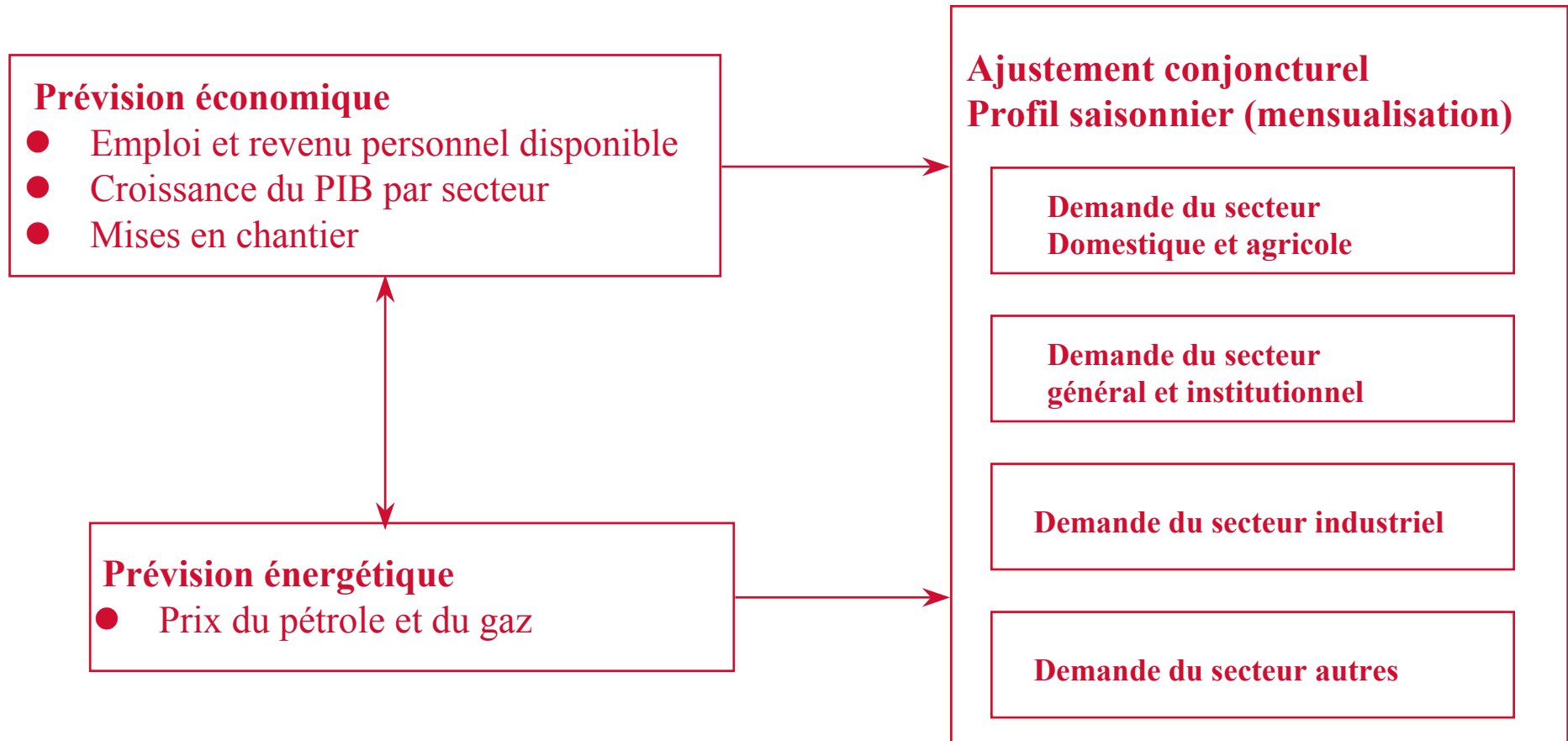
Produits de la prévision (suite)

- **Gestion des risques :**
 - » **Scénarios d'encadrement (horizon 2016) :**
 - analyse structurelle ;
 - le moyen, le plus probable ;
 - le faible et le fort.
 - » **Scénarios contrastés (horizon 2001)**
 - risques conjoncturels et ponctuels.
- **Normalisation et risques climatiques**

Méthodologie générale : long terme



Méthodologie générale : court et moyen terme



Principales sources d'information

PUBLICATIONS

Démographie

Recensement du Canada
Statistiques de l'état civil
Prévision de population

Économie

Comptes économiques provinciaux
Enquête sur la population active
Recensement des manufacturiers
Investissements privés et publiés
Habitation
Commerce de détail et revenu
Livraisons manufacturières
Commerce international
Indice des prix à la consommation
Prévision économique
Production industrielle (capacité et taux d'utilisation)

Prix des matières premières

Prix des combustibles
Prix de l'aluminium
Autres prix (cuivre, bois, acier, ciment, ...)

Énergie

Ventes et revenus d'électricité
Sondages d'Hydro-Québec
Bilan énergétique
Consommation d'énergie
Diffusion des appareils électriques

ORGANISMES

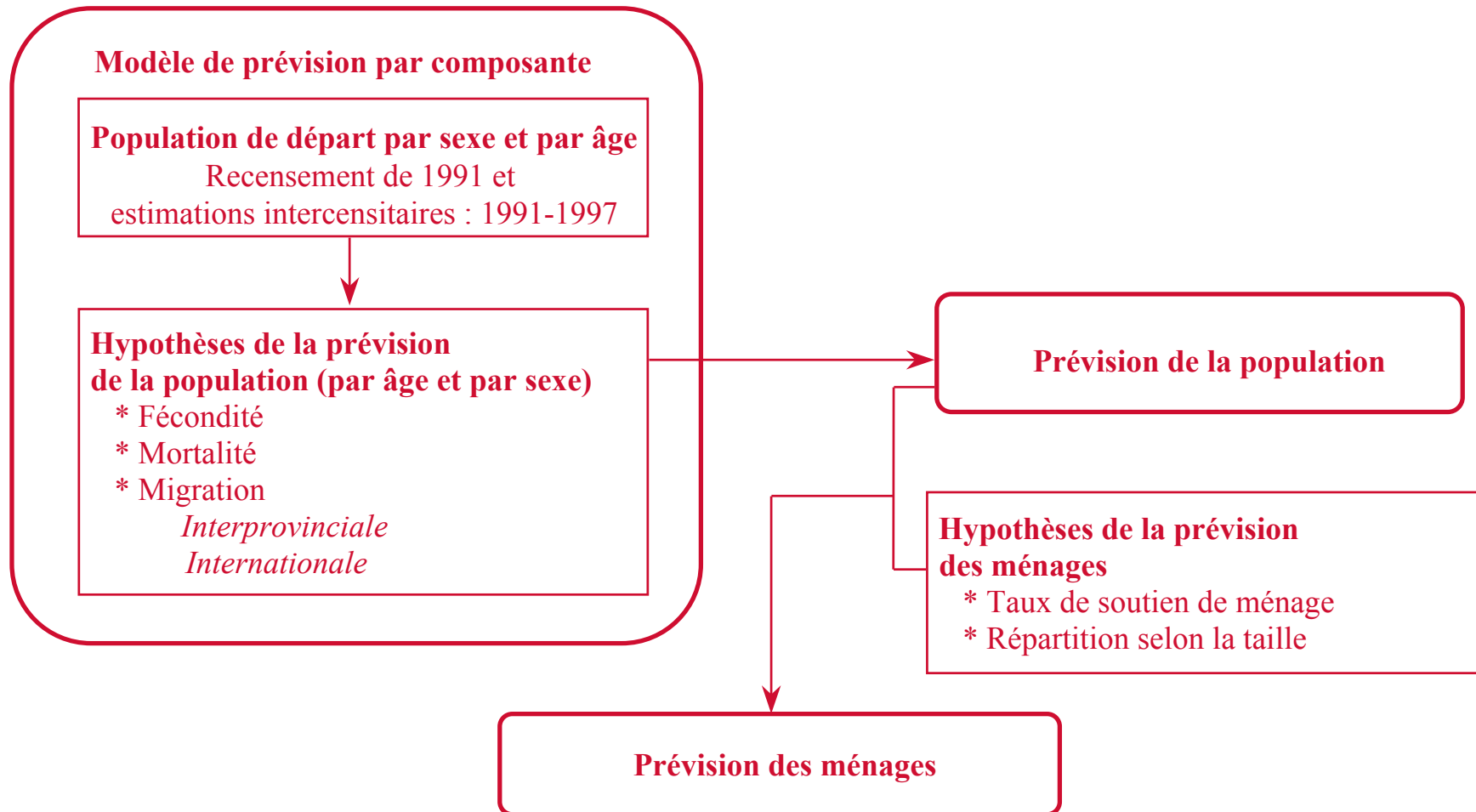
Statistique Canada
Bureau de la statistique du Québec
Agences internationales (OMS, ONU, etc.)

Statistique Canada
Bureau de la statistique du Québec
Conference Board of Canada
Ministères (Canada et Québec)
Banque du Canada
Institutions bancaires
SCHL
WEFA Group
Rapport annuel

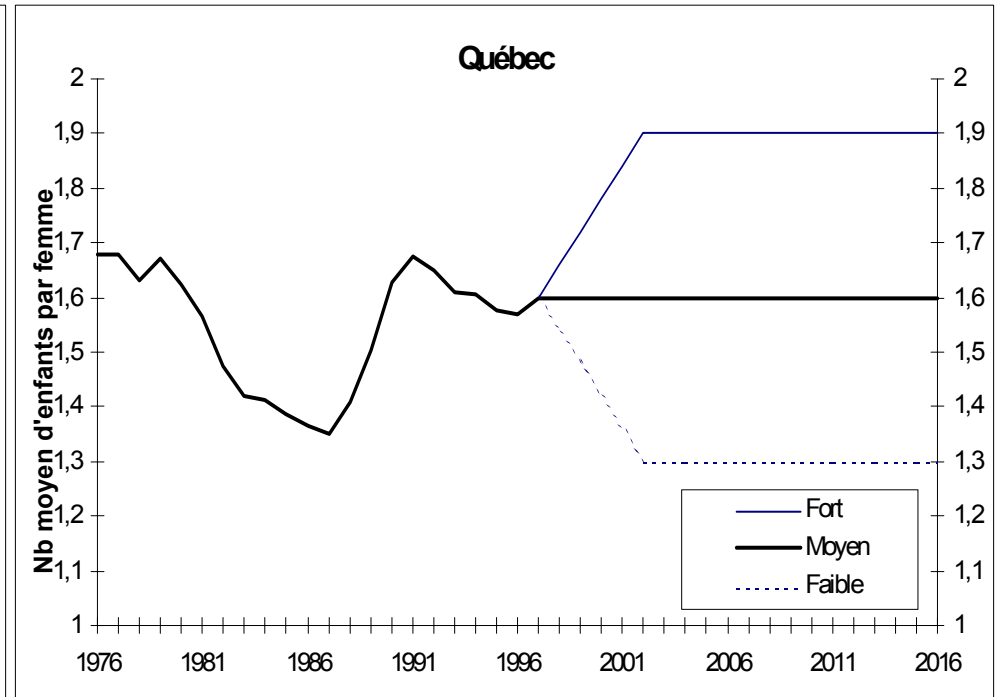
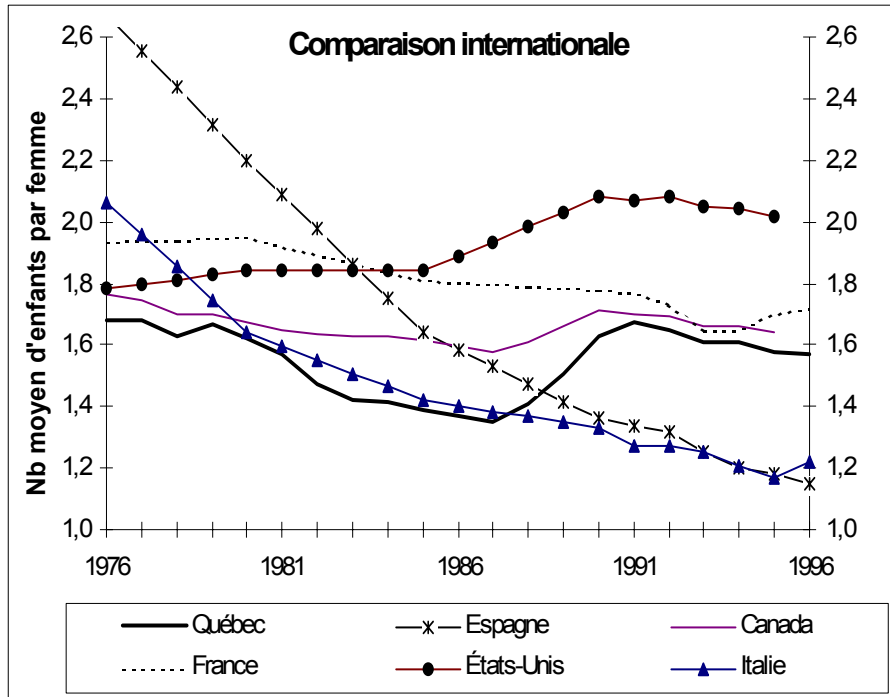
Agence internationale de l'énergie
Statistique Canada
Ministères
Platts-Metals Week
CRU

Hydro-Québec
Statistique Canada
Ministères

Méthode de prévision démographique

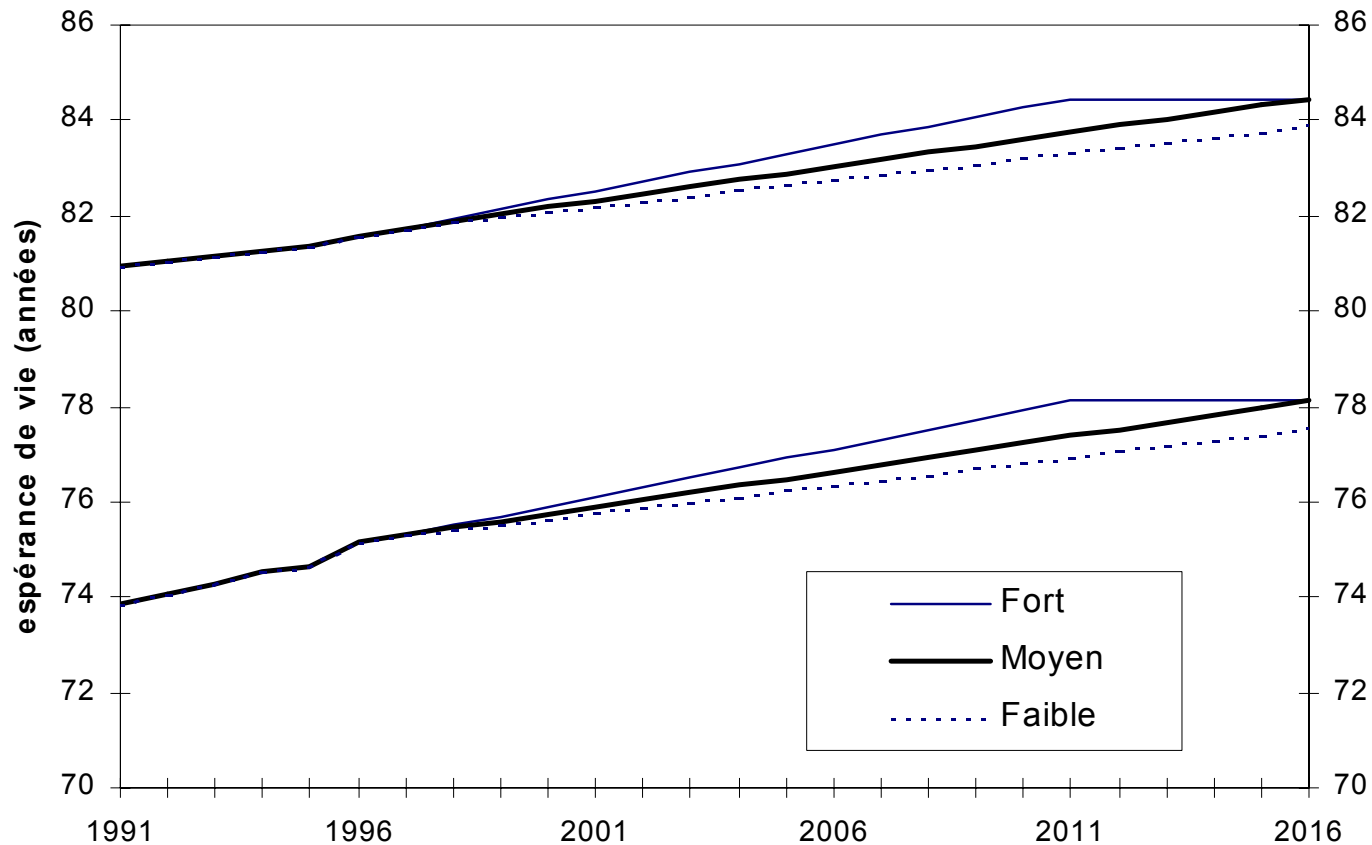


Indice synthétique de fécondité 1976-2016

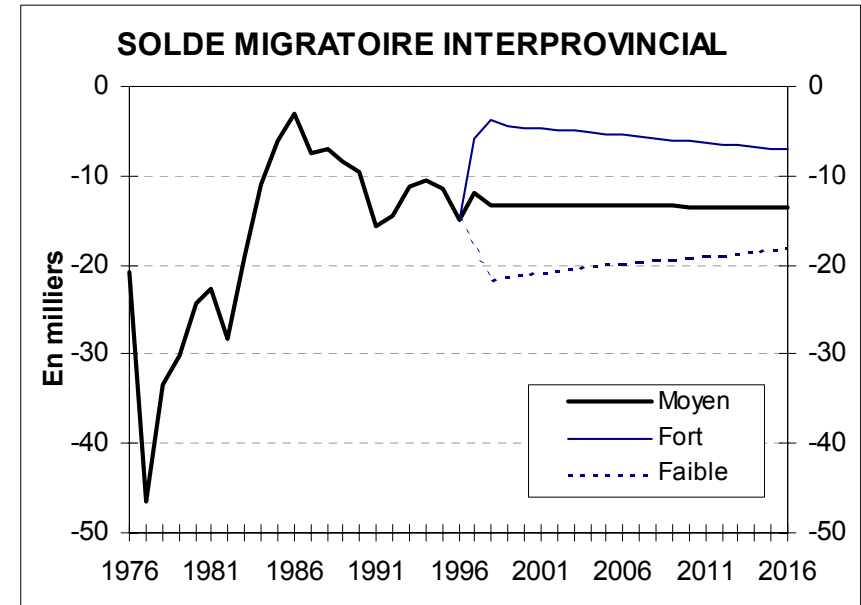
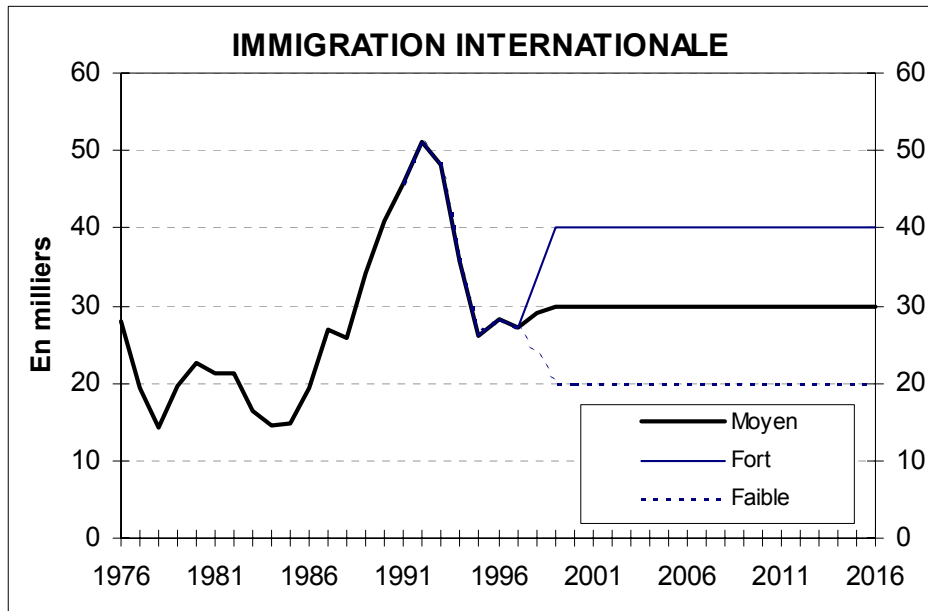


Espérance de vie à la naissance

Québec, 1976-2016

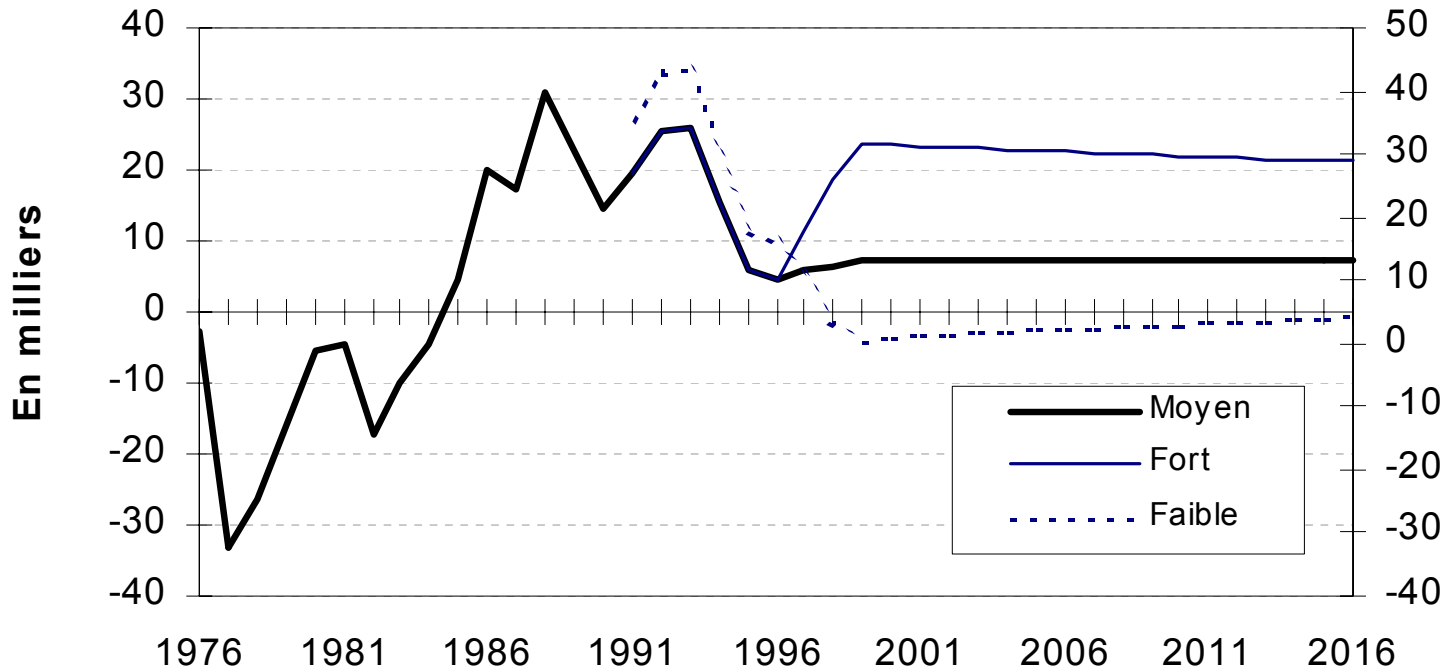


Migration Québec, 1976-2016



Solde migratoire total Québec, 1976-2016

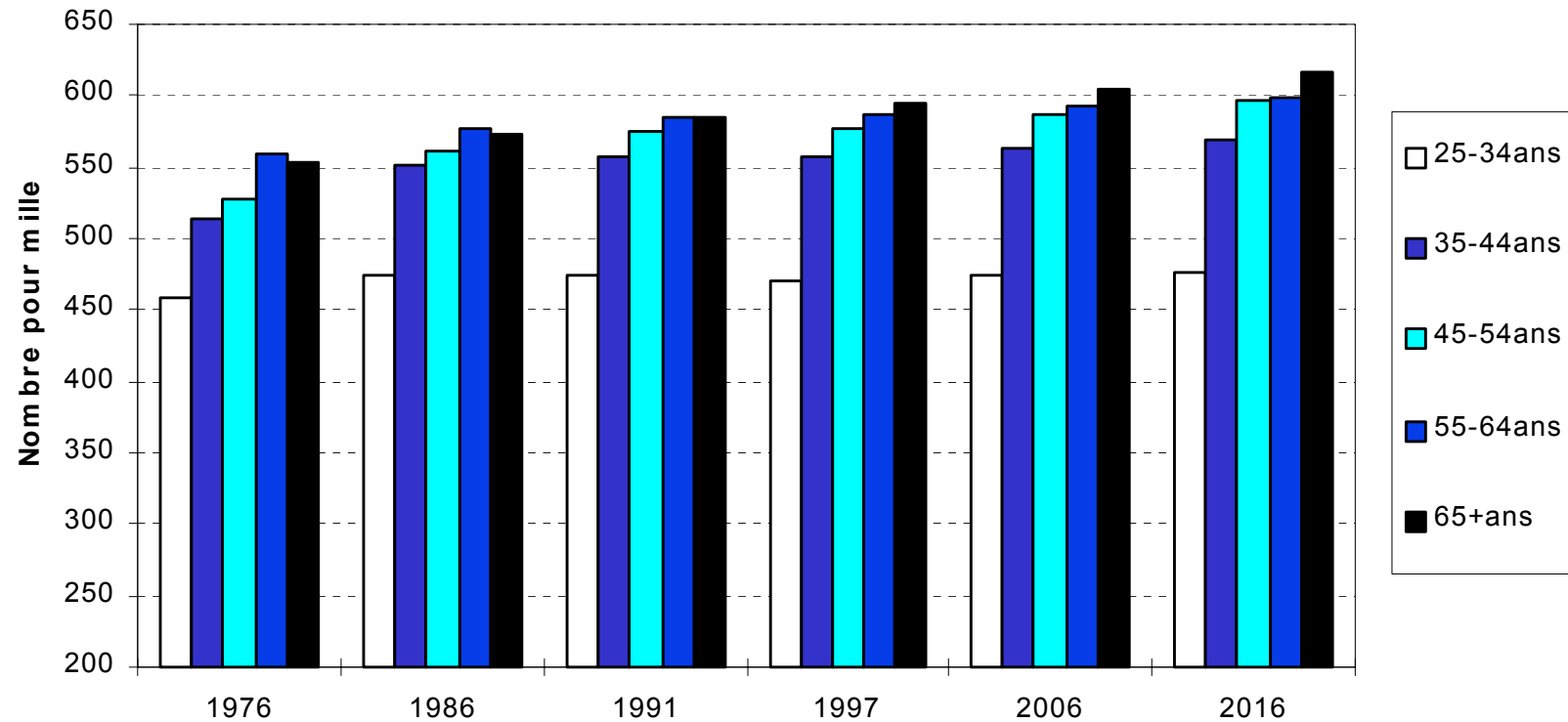
SOLDE MIGRATOIRE TOTAL



Prévision de la population Québec, 1991-2016

	1991	1997	2001	2016	Croissance 1997-2016
Population (en milliers)					
Scénario faible	7 072	7 431	7 487	7 378	-52
Croissance annuelle moyenne		0,85%	0,19%	-0,10%	
Scénario moyen	7 072	7 431	7 577	7 963	532
Croissance annuelle moyenne		0,85%	0,49%	0,34%	
Scénario fort	7 072	7 431	7 667	8 584	1 154
Croissance annuelle moyenne		0,85%	0,79%	0,80%	

Taux de formation de ménages Québec, 1976-2016



Prévision des ménages Québec, 1991-2016

	1991	1997	2001	2016	Croissance 1997-2016
Ménage (en milliers)					
Scénario faible	2 691	2 919	3 019	3 297	378
Croissance annuelle moyenne		1,41%	0,86%	0,61%	
Scénario moyen	2 691	2 919	3 055	3 491	572
Croissance annuelle moyenne		1,41%	1,16%	0,95%	
Scénario fort	2 691	2 919	3 120	3 744	825
Croissance annuelle moyenne		1,41%	1,72%	1,33%	

Méthode de prévision économique À long terme

PRÉVISION DÉMOGRAPHIQUE

Population
par sexe et groupe d'âge

HYPOTHÈSES

Taux d'activité par
sexe et groupe d'âge

Taux de chômage de plein
emploi non inflationniste

Productivité du travail

PRÉVISION ÉCONOMIQUE : Évaluation du PIB potentiel (modèle analytique)

Croissance économique

Population active
Emploi
PIB

Structure économique

PIB primaire
PIB construction
PIB manufacturier
PIB tertiaire

Revenu personnel disponible

Environnement économique

Croissance des partenaires
commerciaux

Environnement monétaire

Inflation
Taux d'intérêt
Taux de change

Contexte énergétique

Prix des produits pétroliers
Prix du gaz naturel

Croissance économique à long terme

● PIB potentiel

- » Prédiction de l'offre de biens et de services pouvant être produits dans l'économie compte tenu de l'évolution des facteurs de production.
- » Offre de main-d'oeuvre
- » Évolution de la population de 15 ans et plus par sexe et par groupe d'âge ;
- » Changements dans les taux d'activité par sexe et par groupe d'âge ;
- » Croissance de la population active.

● Besoin de main-d'oeuvre

- » Croissance économique mondiale et nord-américaine ;
- » Compétitivité de l'économie québécoise ;
- » Croissance de l'emploi.

● Taux de chômage de plein emploi non inflationniste

- » Taux d'équilibre
- » Nombre de chômeurs permettant de combler les offres d'emploi sans exercer de pressions sur les salaires.

● Productivité

- » Investissements ;
- » Formation et spécialisation de la main d'œuvre ;
- » Évolution de la structure économique.

Croissance économique du Québec

Scénario moyen

Taux de croissance annuel moyen	Historique 1966-1996	Prévision 1996-2011
Population de 15 ans et plus	1,38 %	0,65 %
Taux d'activité		
niveau en fin de période	62,1 %	64,5 %
Population active	1,70 %	0,91 %
Emploi	1,42 %	1,11 %
Taux de chômage		
niveau en fin de période	11,8 %	9,2 %
Productivité	1,24 %	1,33 %
Revenu personnel disponible	2,68 %	2,09 %
Croissance du PIB	2,67 %	2,45 %
Secteur manufacturier	2,30 %	2,49 %
Secteur tertiaire	3,16 %	2,49 %

Croissance économique

Scénarios d'encadrement

Taux de croissance annuel moyen	Prévision 1996-2011
<i>Croissance de l'emploi</i>	
Scénario faible	0,8 %
Scénario moyen	1,1 %
Scénario fort	1,5 %
<i>Croissance de la productivité</i>	
Scénario faible	1,0 %
Scénario moyen	1,3 %
Scénario fort	1,5 %
<i>Croissance du PIB</i>	
Scénario faible	1,8 %
Scénario moyen	2,4 %
Scénario fort	3,0 %
<i>Croissance du PIB manufacturier</i>	
Scénario faible	1,7 %
Scénario moyen	2,5 %
Scénario fort	3,2 %

Méthode de prévision économique à court terme

Analyse conjoncturelle

Environnement économique

Croissance des partenaires commerciaux

Environnement monétaire

Inflation
Taux d'intérêt
Taux de change

Contexte énergétique

Prix des produits pétroliers
Prix du gaz naturel

Analyse de l'évolution récente des indicateurs économiques

Enquête sur la population active
Emploi, gains et durée du travail
Salaires et traitements
Ventes au détail
Marché du logement
Investissements
Production industrielle
Livraisons manufacturières
Commerce international

Prévision économique

Modèle analytique : identités comptables

Marché du travail
Revenu personnel disponible
Mises en chantier
PIB au prix du marché :
Demande totale de biens et de services
PIB au coût des facteurs par industrie

Analyse de la prévision du Conference Board of Canada

Positionnement par rapport à cette prévision réalisée avec un modèle économétrique

Comparaison avec les autres prévisionnistes

Prévision économique du Québec

Scénario moyen

1994-2000

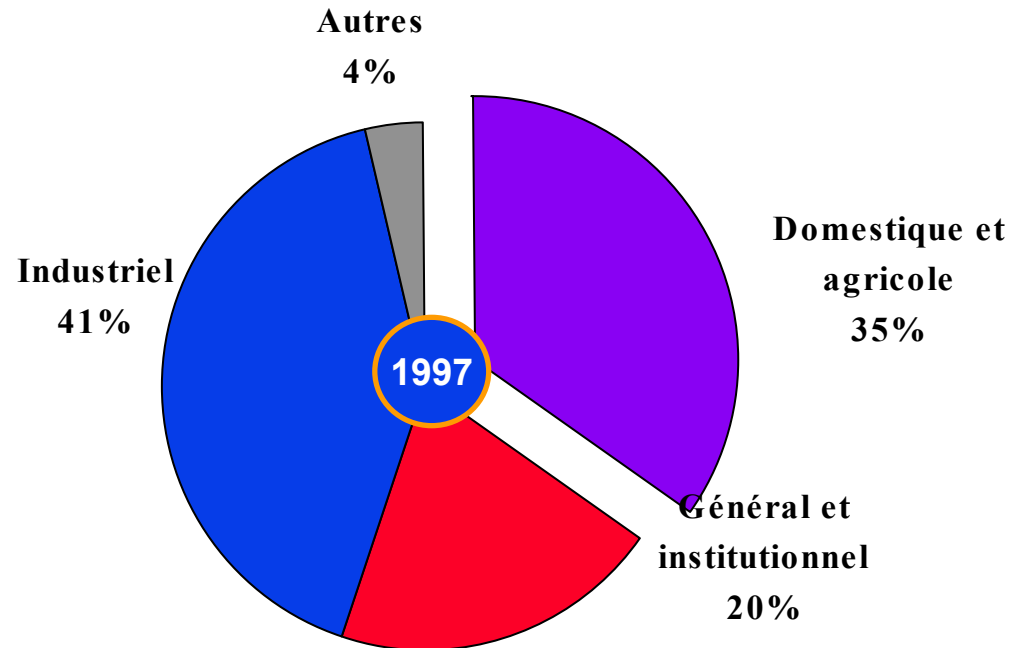
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Croissance du PIB	(%)	3,4	1,3	1,2	2,7	2,6	1,1	2,6
PIB du secteur manufacturier	(%)	6,1	-0,3	1,9	4,3	3,0	0,0	2,5
PIB du secteur tertiaire	(%)	2,9	2,3	1,1	2,5	2,2	1,4	2,5
Revenu personnel disponible réel	(%)	2,4	0,6	-2,1	0,0	2,1	1,5	2,6
Mises en chantier	(milliers)	34,2	21,9	23,2	25,9	28,0	27,0	30,0

Comparaison des prévisions Économie du Québec

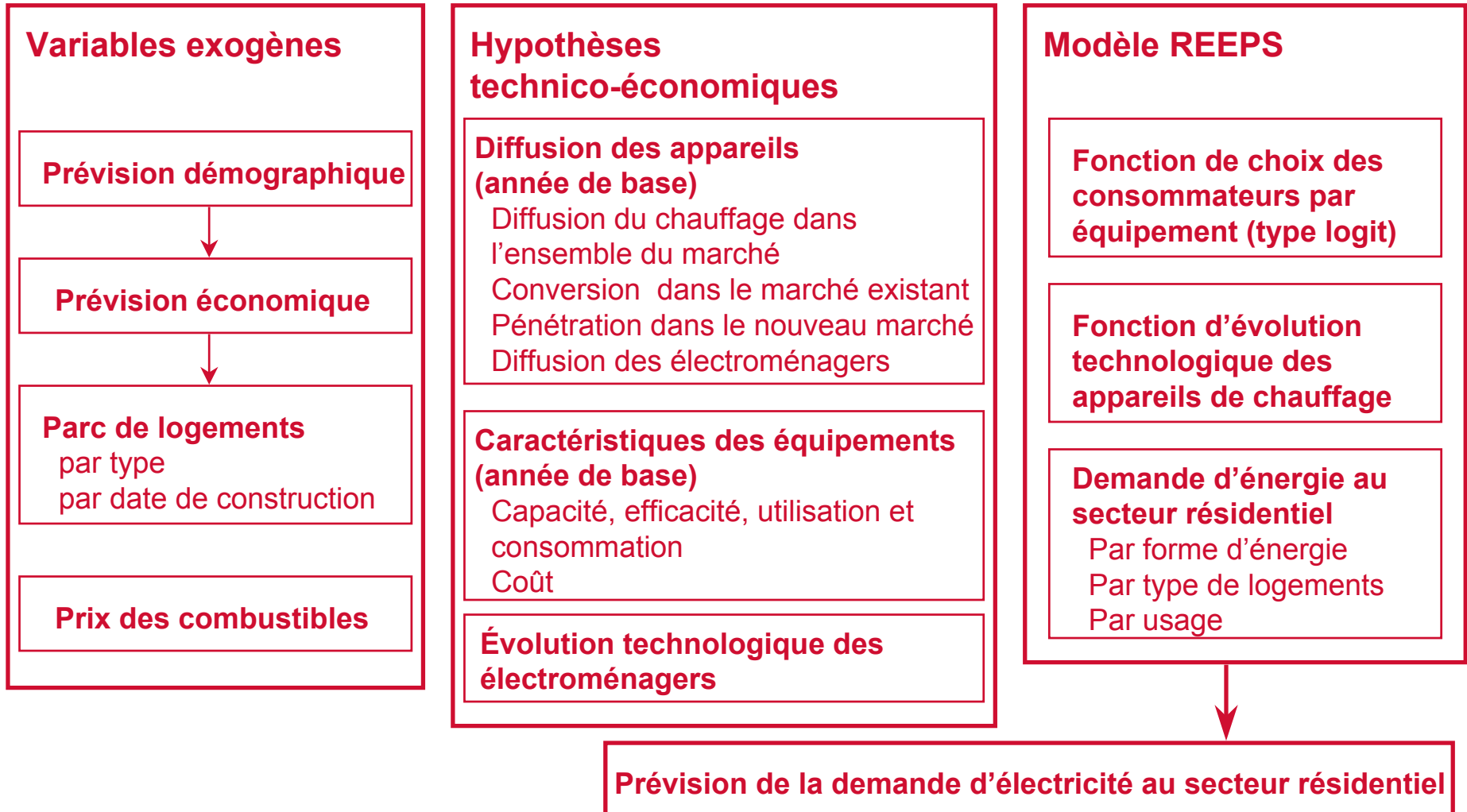
CROISSANCE DU PIB (%)	1996	1997	1998	1999	2000	2001
MOYENNE	1,1	3,0	3,0	2,6	2,0	2,6
Minimum	0,9	2,6	2,2	2,2	0,0	2,5
Maximum	1,2	4,2	3,8	3,1	3,2	2,7
HYDRO-QUÉBEC - Février 1998	1,2	2,7	2,6	1,1	2,5	2,8
MISE EN CHANTIER (milliers)	1996	1997	1998	1999	2000	2001
MOYENNE	23,2	26,7	28,6	29,6	28,6	32,4
Minimum			27,0	27,7	25,0	32,4
Maximum			30,9	32,5	32,1	32,4
HYDRO-QUÉBEC	23,2	25,9	28,0	27,0	30,0	33,0

Secteur domestique et agricole

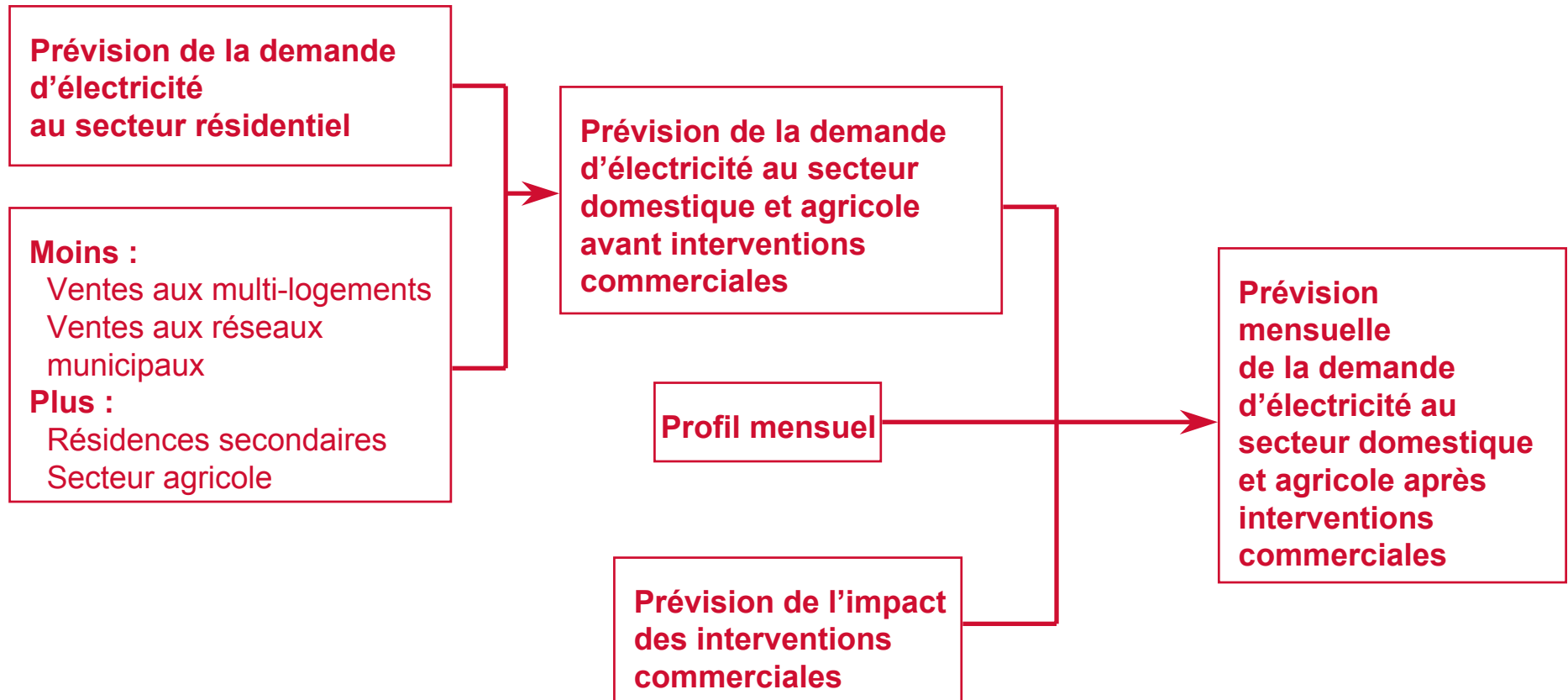
Répartition des ventes d'électricité régulière



Méthode de prévision de la demande d'électricité au secteur résidentiel

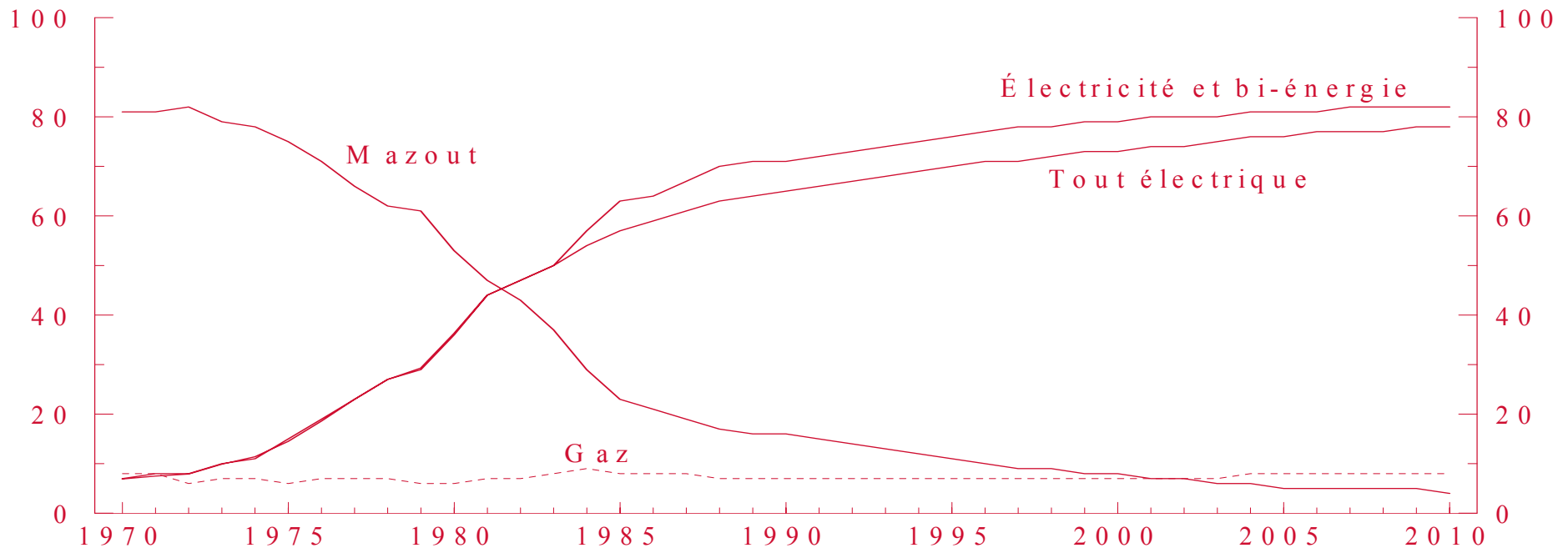


Méthode de prévision de la demande d'électricité au secteur domestique et agricole



Parts de marché du chauffage des locaux 1970-2010

(en pourcentage du nombre total de logements)



Nouvelle construction et conversions

en milliers	1990 à 1994	1995 à 2000	2001 à 2005	2006 à 2010
Logements neufs	162	167	137	118
Part du chauffage électrique	91%	82%	79%	79%
Logements neufs chauffés à l'électricité	147	137	108	93
Conversions	60	73	49	41

Consommations moyennes

Consommation moyenne des principaux usages résidentiels, avant programmes d'économie d'énergie (en kWh par an par ménage)

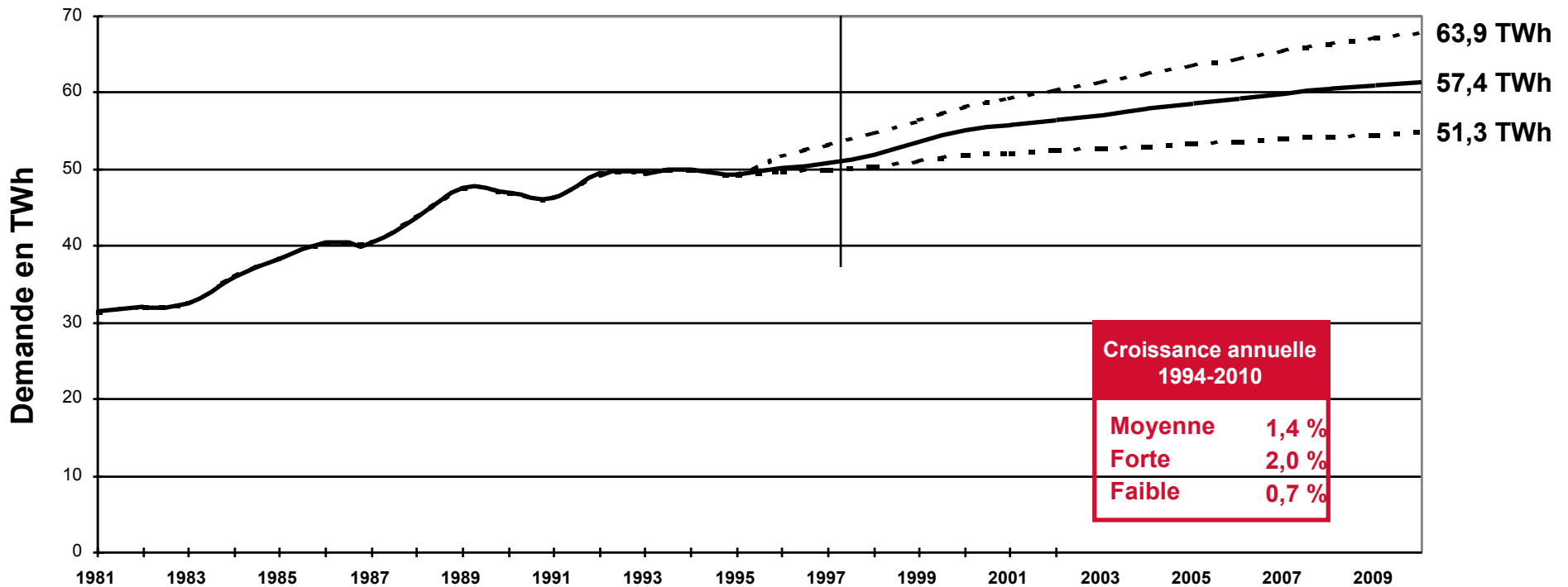
	1990	1997	2000	2005	2010
Chauffage des locaux(TAE)					
•Unifamilial	13 800	13 000	12 900	12 700	12 600
•Multilogement	6 700	6 300	6 290	6 200	6 170
Chauffe-eau électrique					
•Unifamilial	4 450	4 500	4 445	4 430	4 428
•Multilogement	2 200	2 170	2 165	2 164	2 163
Électroménagers et éclairage					
•Unifamilial	8 690	8 810	9 600	9 410	9 323
•Multilogement	4 470	4 540	5 640	5 770	6 070

Croissance prévue de la demande d'électricité au secteur domestique et agricole

(avant économies d'énergie)

	1995	2000	2005	2010	Croissance annuelle 1995-2010
Chauffage des locaux	19,9	21,7	24,0	25,2	1,6 %
Chauffage de l'eau	9,3	9,7	10,7	10,7	0,9 %
Électroménagers et éclairage	18,9	19,3	19,9	20,7	0,6 %
Autres (tempér., agricole, rés. Second.)	2,4	3,0	3,4	3,4	2,3 %
Résidentiel	51,9	55,7	58,1	60,4	1,0 %
Ventes aux réseaux municipaux et aux secteur général	-2,7	-3,0	-2,9	-3,0	-0,7 %
Domestique et agricole	49,2	52,7	55,2	57,4	1,0 %

Scénarios moyen, fort et faible (avant programmes d'économie d'énergie)

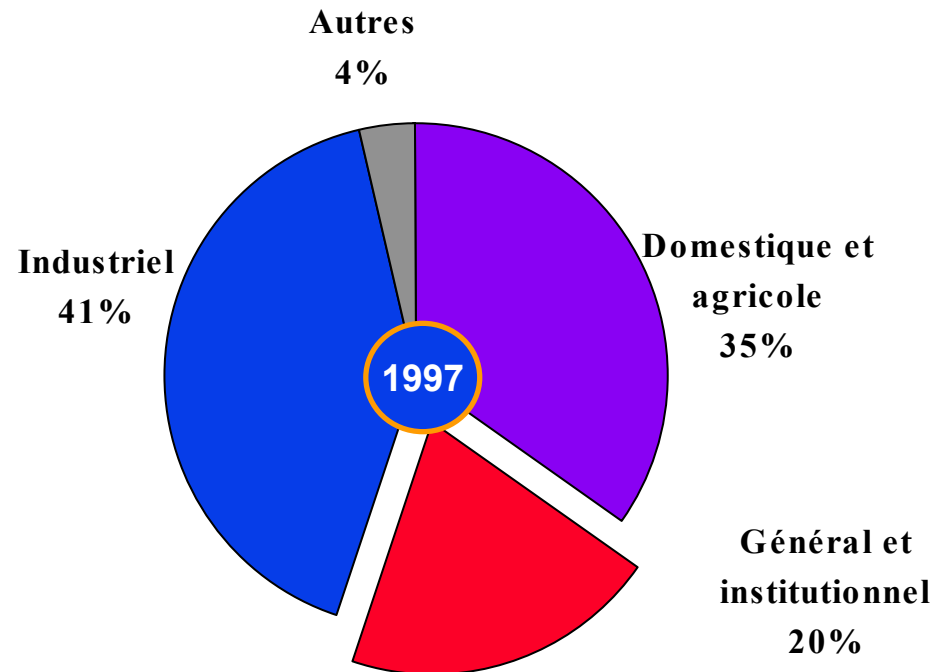


Sources des écarts entre les scénarios

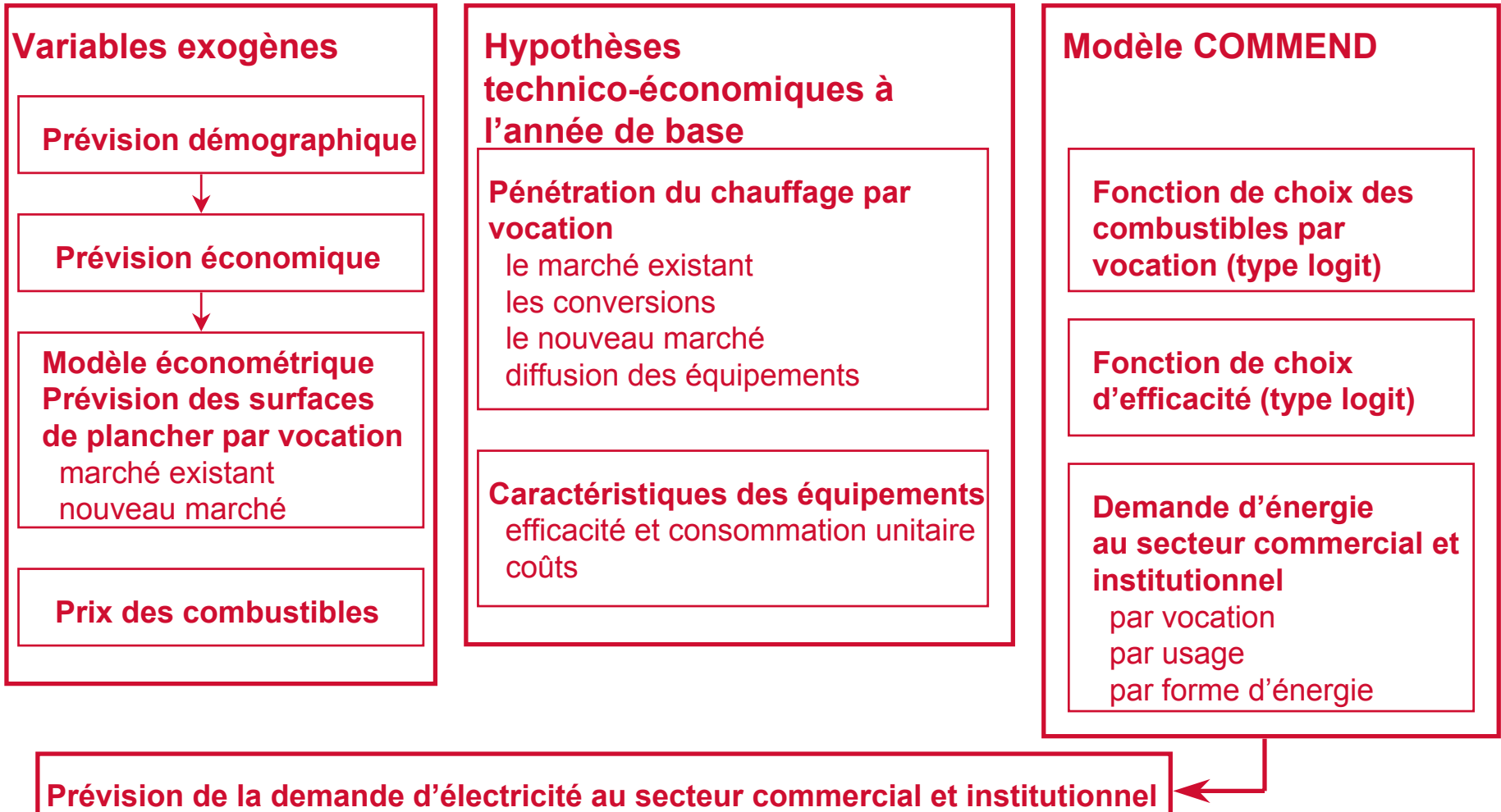
Critère	Scénario faible	Scénario moyen	Scénario fort
Nombre de ménages en 2010	3 220	3 345	3 521
Proportion d'habitation tout à l'électricité en 2010	70 %	74,5 %	76,5 %
Consommation totale en 2010	51,3 TWh	57,4 TWh	63,9 TWh
Écart par rapport au scénario moyen	-6,1 TWh	---	6,5 TWh

Secteur général et institutionnel

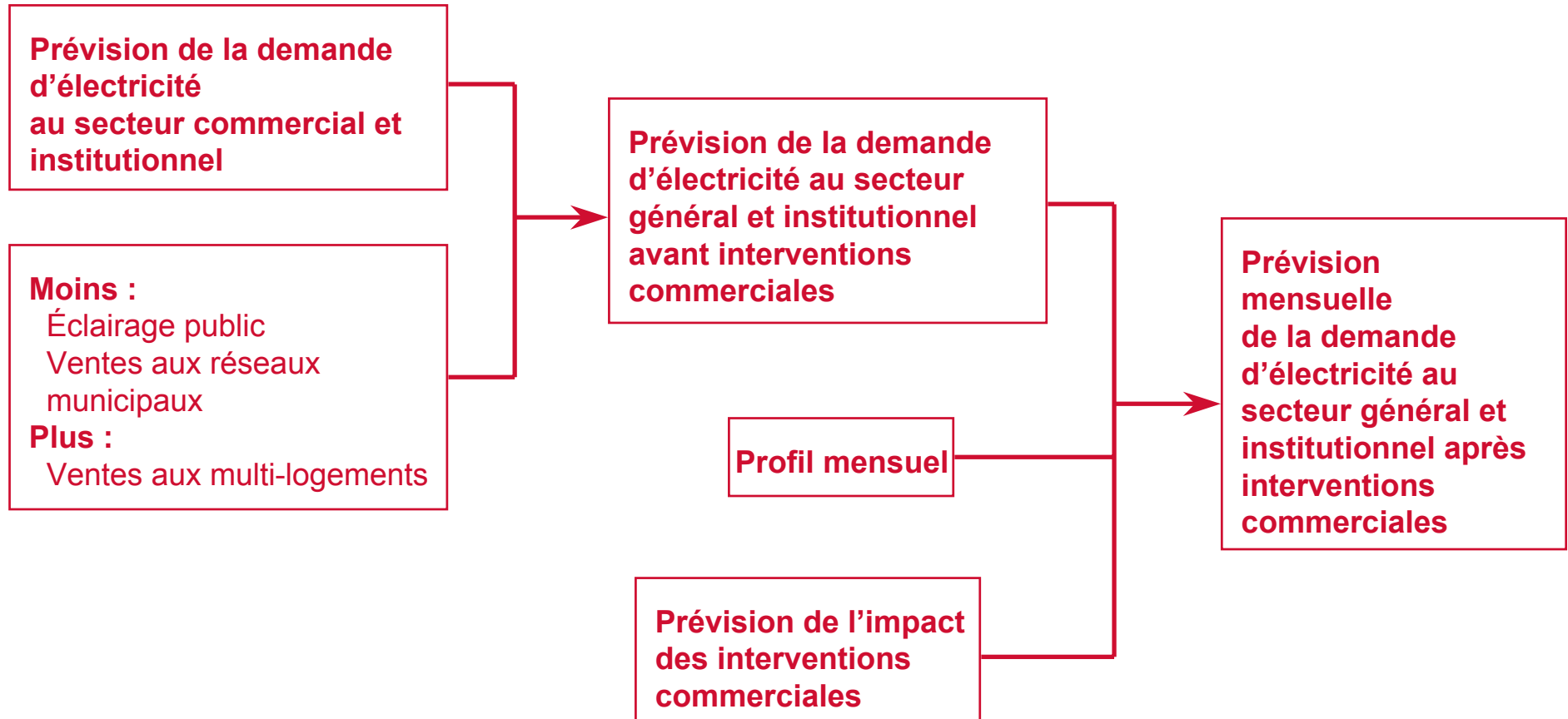
Répartition des ventes d'électricité régulière



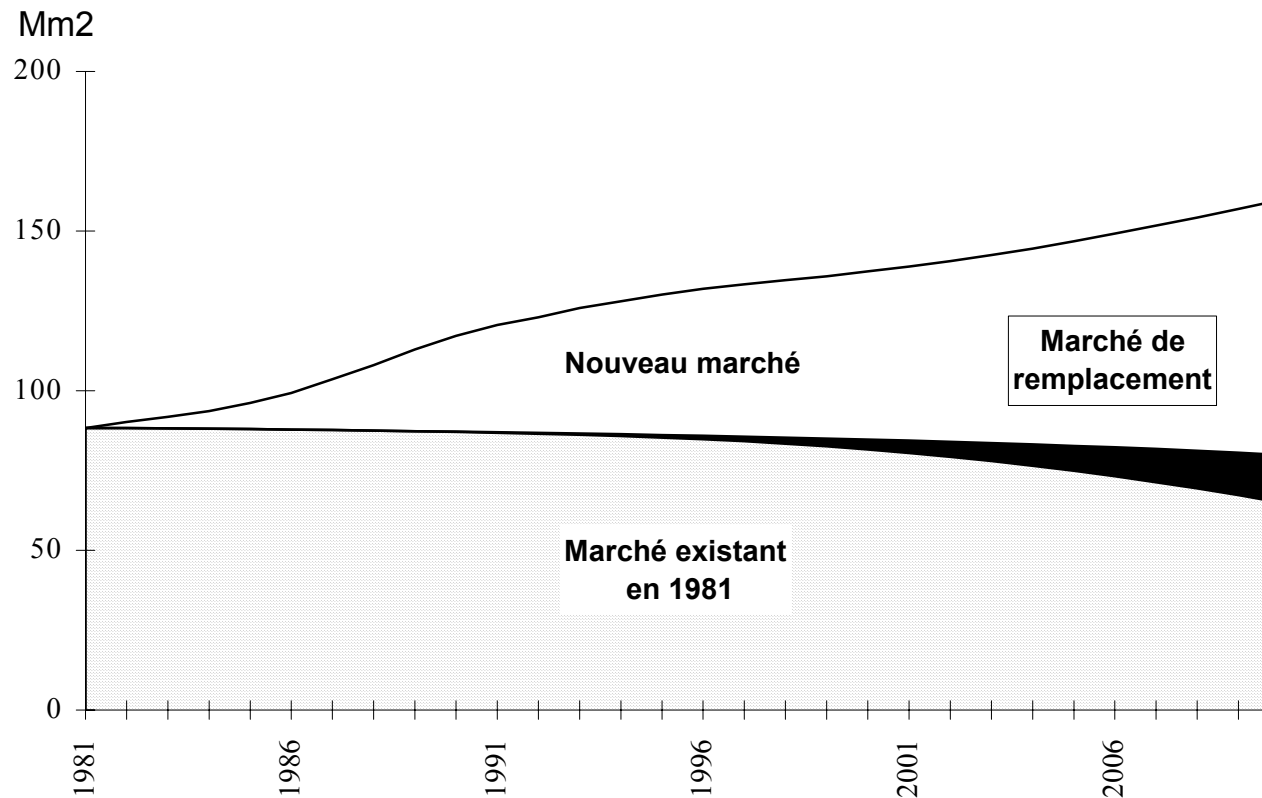
Méthode de prévision de la demande d'électricité au secteur commercial et institutionnel



Méthode de prévision de la demande d'électricité au secteur général et institutionnel



Prévision des surfaces de plancher



Prévision des surfaces de plancher (suite)

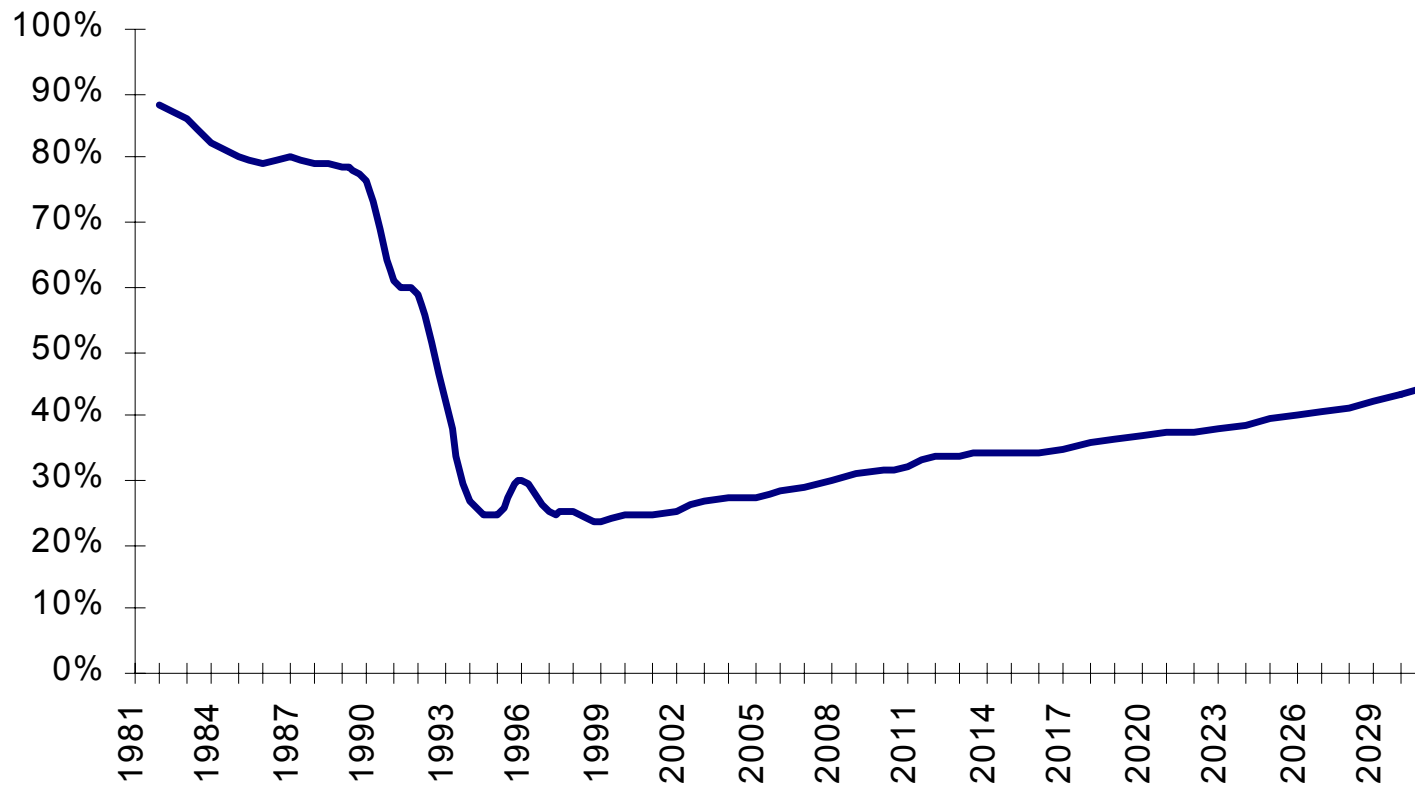
	En millions de mètres carrés				Croissance annuelle moyenne			Part de la croissance totale		
	1981	1995	2000	2010	1981- 1995	1995- 2000	1995- 2010	1981- 1995	1995- 2000	1995- 2010
Hôtellerie et restauration	4	7	7	9	5 %	0 %	1 %	8 %	0 %	6 %
Bureaux	15	29	31	31	5 %	1 %	0 %	35 %	24 %	5 %
Magasins	10	19	22	30	5 %	3 %	3 %	21 %	46 %	37 %
Garages	3	4	4	5	2 %	0 %	1 %	3 %	0 %	2 %
Entrepôts	7	10	11	15	3 %	2 %	3 %	9 %	12 %	17 %
Récréatif	6	9	9	9	3 %	1 %	0 %	7 %	3 %	1 %
Autres commercial	13	17	17	22	2 %	0 %	2 %	8 %	5 %	18 %
Santé	5	7	7	8	2 %	1 %	2 %	4 %	6 %	6 %
Éducation	19	19	19	18	0 %	0 %	0 %	-1 %	-6 %	-2 %
Lieux de culte	2	2	2	2	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Autres institutionnel	4	7	7	10	5 %	2 %	2 %	8 %	9 %	9 %
Total commercial	58	95	102	121	3,6 %	1,4 %	1,6 %	89 %	90 %	87 %
Total institutionnel	30	35	35	39	1,0 %	0,4 %	0,7 %	11 %	10 %	13 %
Total	88	130	137	160	2,8 %	1,1 %	1,4 %			

Part de l'électricité dans le marché existant et la nouvelle construction

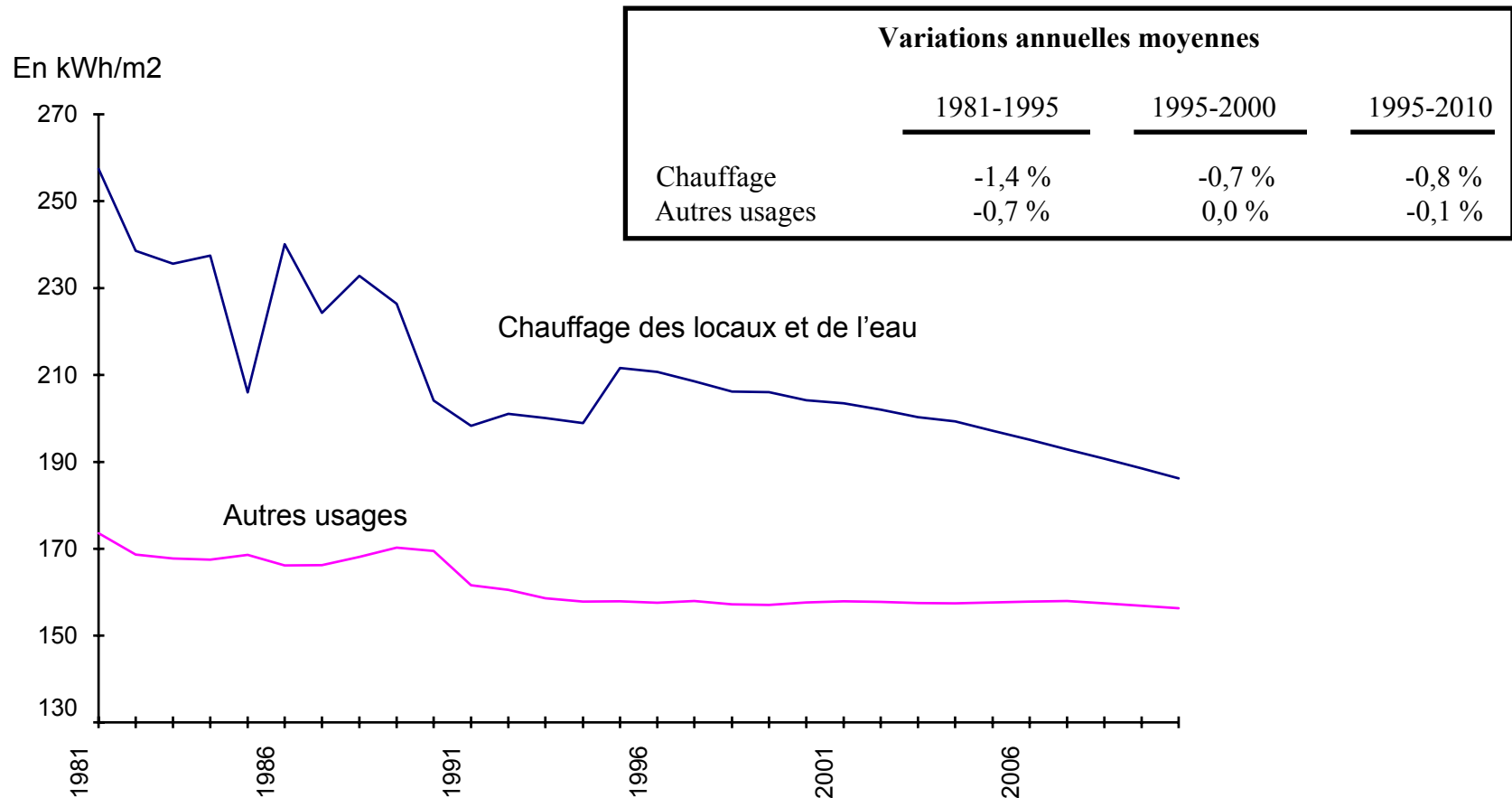
	1986	1990	1995	2000	2010
Hôtellerie et restauration	77 %	75 %	71 %	70 %	58 %
Bureaux	86 %	86 %	76 %	70 %	65 %
Magasins	85 %	84 %	66 %	53 %	42 %
Garages	71 %	59 %	51 %	46 %	33 %
Entrepôts	75 %	60 %	46 %	37 %	25 %
Récréatif	87 %	86 %	67 %	62 %	59 %
Autres commercial	76 %	75 %	68 %	61 %	45 %
Santé	87 %	95 %	66 %	53 %	38 %
Éducation	78 %	71 %	50 %	37 %	27 %
Lieux de culte	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Autres institutionnel	85 %	80 %	75 %	71 %	60 %
Total commercial	82 %	80 %	68 %	60 %	48 %
Total institutionnel	85 %	84 %	70 %	61 %	45 %
TOTAL	82 %	80 %	68 %	60 %	47 %

Chauffage tout à l'électricité, pompes thermiques et bi-énergie.

Taux de pénétration de l'électricité pour le chauffage (locaux et eau) dans le nouveau marché



Évolution des consommations moyennes 1981-2010



Évolution de la demande d'électricité par classe de bâtiments

	Demande d'électricité en TWh				Croissance annuelle moyenne		Part de la croissance totale	
	1990	1995	2000	2010	1995-2000	1995-2010	1995-2000	1995-2010
Hôtellerie et restauration	1,7	1,8	1,7	2,1	-1 %	1 %	-14 %	7 %
Bureaux	6,9	7,6	7,8	7,7	0 %	0 %	39 %	2 %
Magasins	4,6	4,9	5,5	7,1	2 %	3 %	132 %	50 %
Garages	0,9	0,8	0,8	0,9	-1 %	0 %	-10 %	1 %
Entrepôts	1,6	1,7	1,7	2,2	1 %	2 %	9 %	11 %
Récréatif	1,9	2,0	1,9	2,0	0 %	0 %	-7 %	0 %
Autres commercial	3,6	3,4	3,3	4,2	-1 %	1 %	-20 %	17 %
Santé	1,8	1,9	1,9	2,0	0 %	0 %	-7 %	3 %
Éducation	2,7	2,4	2,2	2,1	-2 %	-1 %	-52 %	-7 %
Lieux de culte	0,3	0,3	0,2	0,2	-2 %	-1 %	-4 %	0 %
Autres institutionnels	1,9	2,1	2,3	2,8	1 %	2 %	34 %	16 %
Total commercial	21,1	22,2	22,8	26,1	0,5 %	1,1 %	130 %	88 %
Total institutionnel	6,6	6,7	6,5	7,2	-0,4 %	0,5 %	-30 %	12 %
Total	27,8	28,9	29,3	33,3	0,3 %	0,9 %		

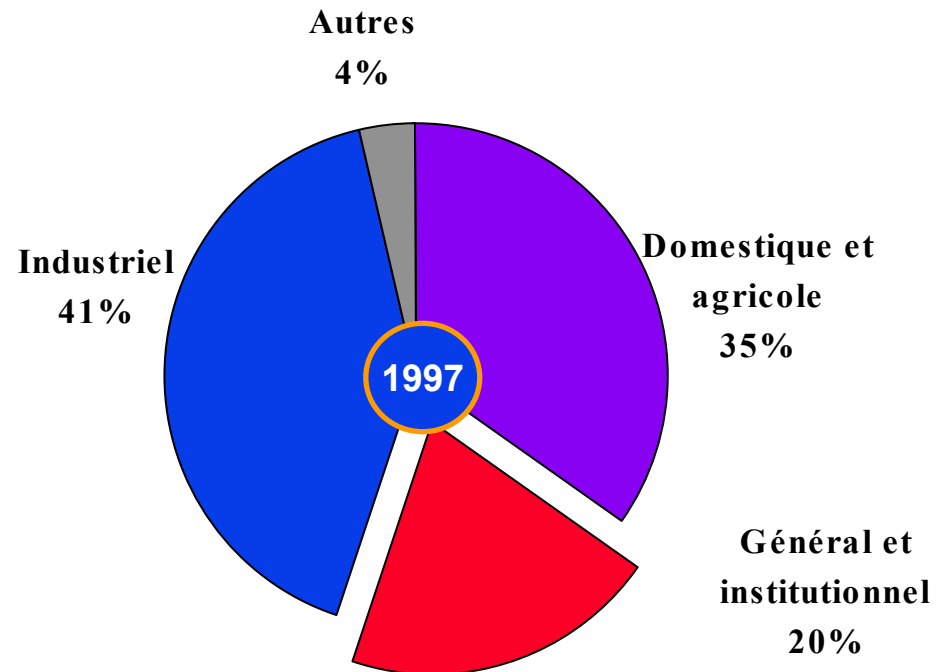
Électricité : usages captifs et concurrentiels (tout à l'électricité, pompes thermiques et bi-énergie)

Sources des écarts entre les scénarios

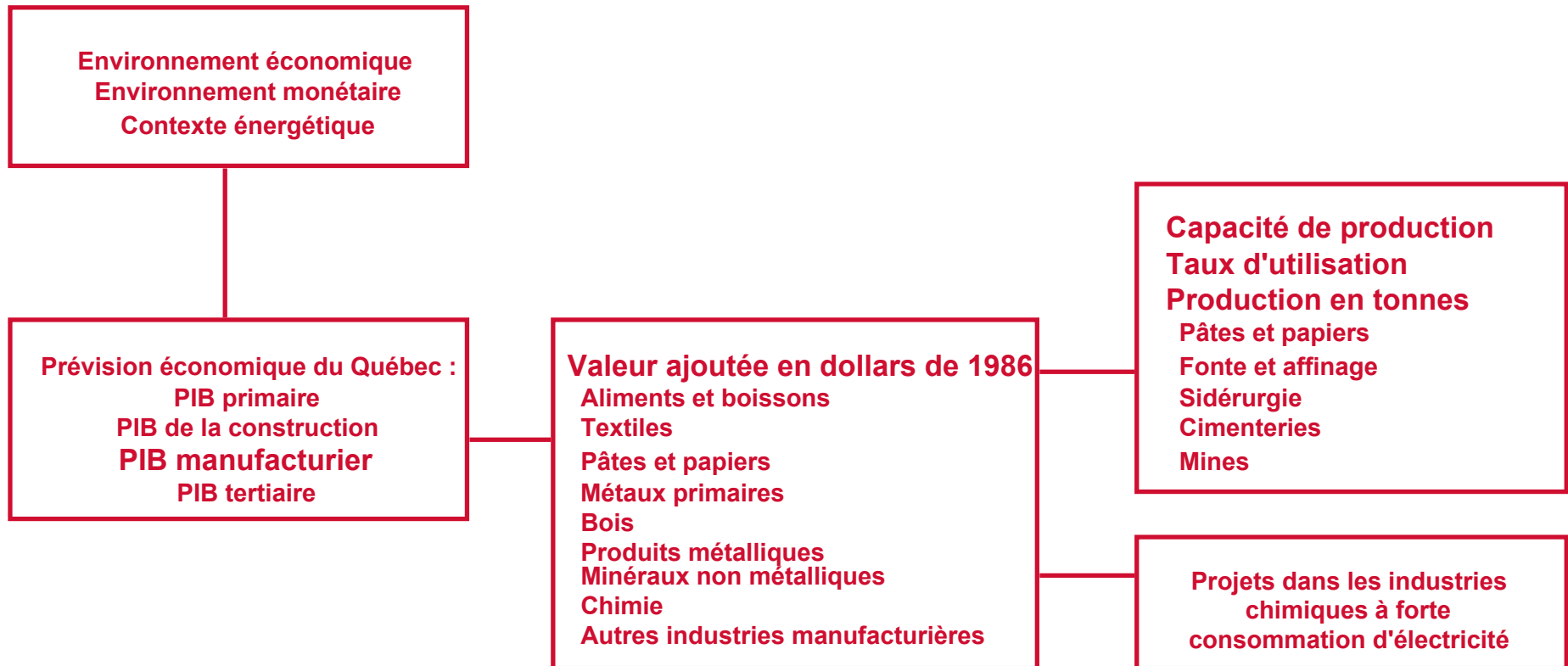
Scénario	Population, ménages, revenu personnel disponible et PIB tertiaire	Parts du marché du chauffage en 2010	Consommation moyenne d'électricité en 2010 (en kWh par mètre carré)
Faible	- Population (en milliers) en 2010 7 407 - Ménages (en milliers) en 2010 3 302 - Taux de croissance annuel moyen du revenu personnel disponible 1,4 % - Taux de croissance annuel moyen PIB tertiaire 2,0 %	- Tout à l'électricité 42 % - Pompes thermiques 2 % - Bi-énergie 4 % - Gaz naturel 44 % - Mazout 8 %	- Usages captifs 147 - Chauffage tout à l'électricité 177
Moyen	- Population (en milliers) en 2010 7 855 - Ménages (en milliers) en 2010 3 459 - Taux de croissance annuel moyen du revenu personnel disponible 2,2 % - Taux de croissance annuel moyen PIB tertiaire 2,8 %	- Tout à l'électricité 44 % - Pompes thermiques 2 % - Bi-énergie 4 % - Gaz naturel 42 % - Mazout 9 %	- Usages captifs 149 - Chauffage tout à l'électricité 174
Fort	- Population (en milliers) en 2010 8 440 - Ménages (en milliers) en 2010 3 664 - Taux de croissance annuel moyen du revenu personnel disponible 2,8 % - Taux de croissance annuel moyen PIB tertiaire 3,3 %	- Tout à l'électricité 46 % - Pompes thermiques 3 % - Bi-énergie 4 % - Gaz naturel 40 % - Mazout 8 %	- Usages captifs 153 - Chauffage tout à l'électricité 172

Secteur général et institutionnel

Répartition des ventes d'électricité régulière



Méthode de prévision économique industrielle



Prévision économique industrielle : tonnes

- Identification des capacités de production existantes : évolution historique de la taille, des produits, des procédés, des taux d'utilisation.
- Identification de nouveaux produits intensifs en électricité.
- Analyse de la demande par produit et par marché.
- Évaluation de la position concurrentielle des producteurs québécois.
- Évaluation des besoins mondiaux de nouvelles capacités et de la part du Québec.
- **Capacités, taux d'utilisation et production prévus.**

Additions de capacités

Scénario moyen

Fonte et affinage des métaux non ferreux			
Produits	'000 t.m.	Mise en service	Probabilité en %
Aluminium primaire	215	1997	100
Magnésium	40	1998-2004	100
Scories de titane	112	1994-1998	100
Zinc	50	1996-1996	100
Sidérurgie			
Produits	'000 t.m.	Mise en service	Probabilité en %
Acier primaire	50	1993-1996	100
	50	1996-2001	100
	50	2001-2010	100
Acier inoxydable	25	1994-2996	100
	200	2002-2003	50
Ferromanganèse	-120	1995	50
Ferrosilicium	-50	1994	100
	27	2002	50
Silicium métal	28	1995-1997	50
Titane métal	20	2002	50

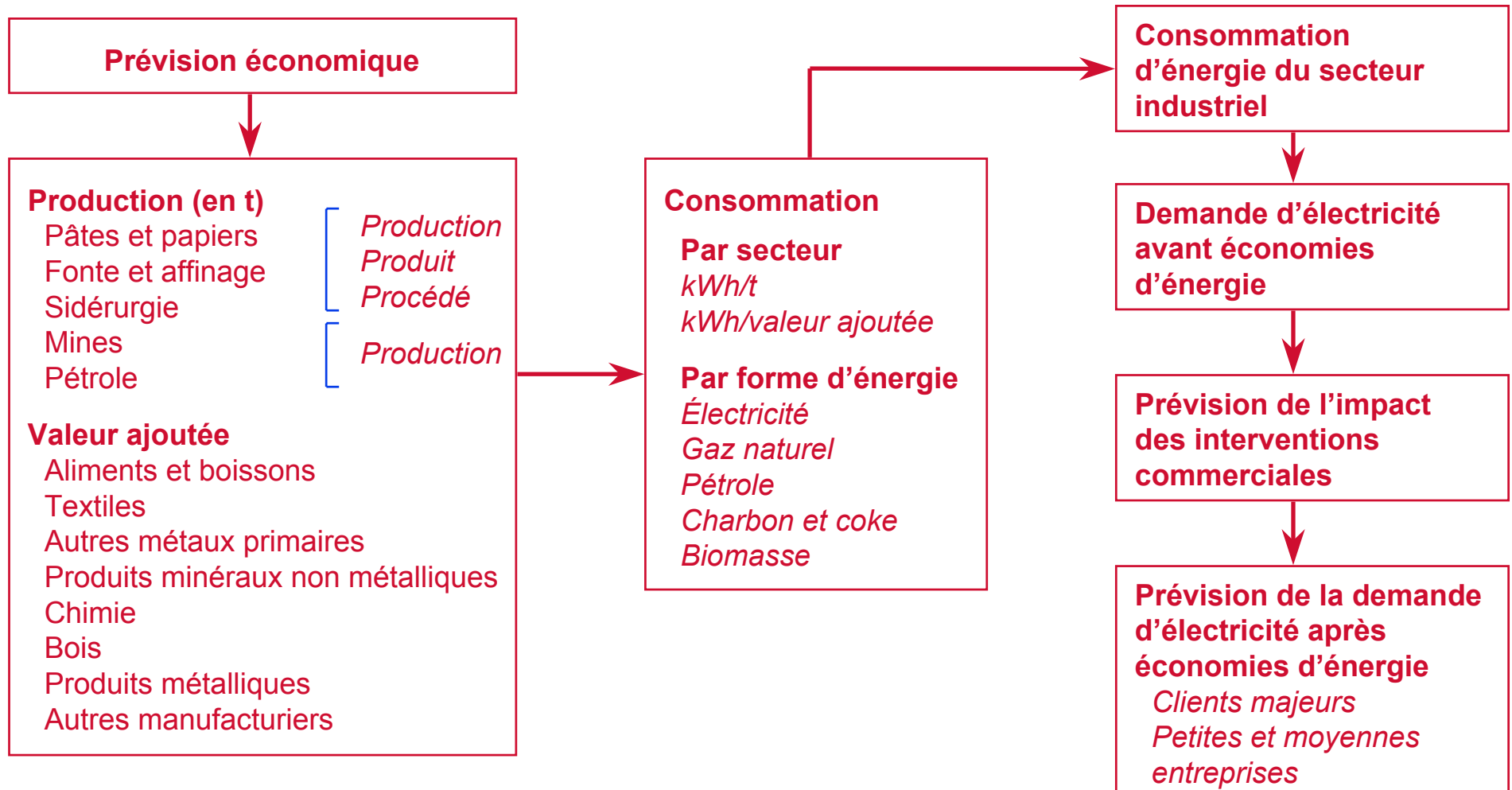
Pâtes et papiers

Évolution de la production

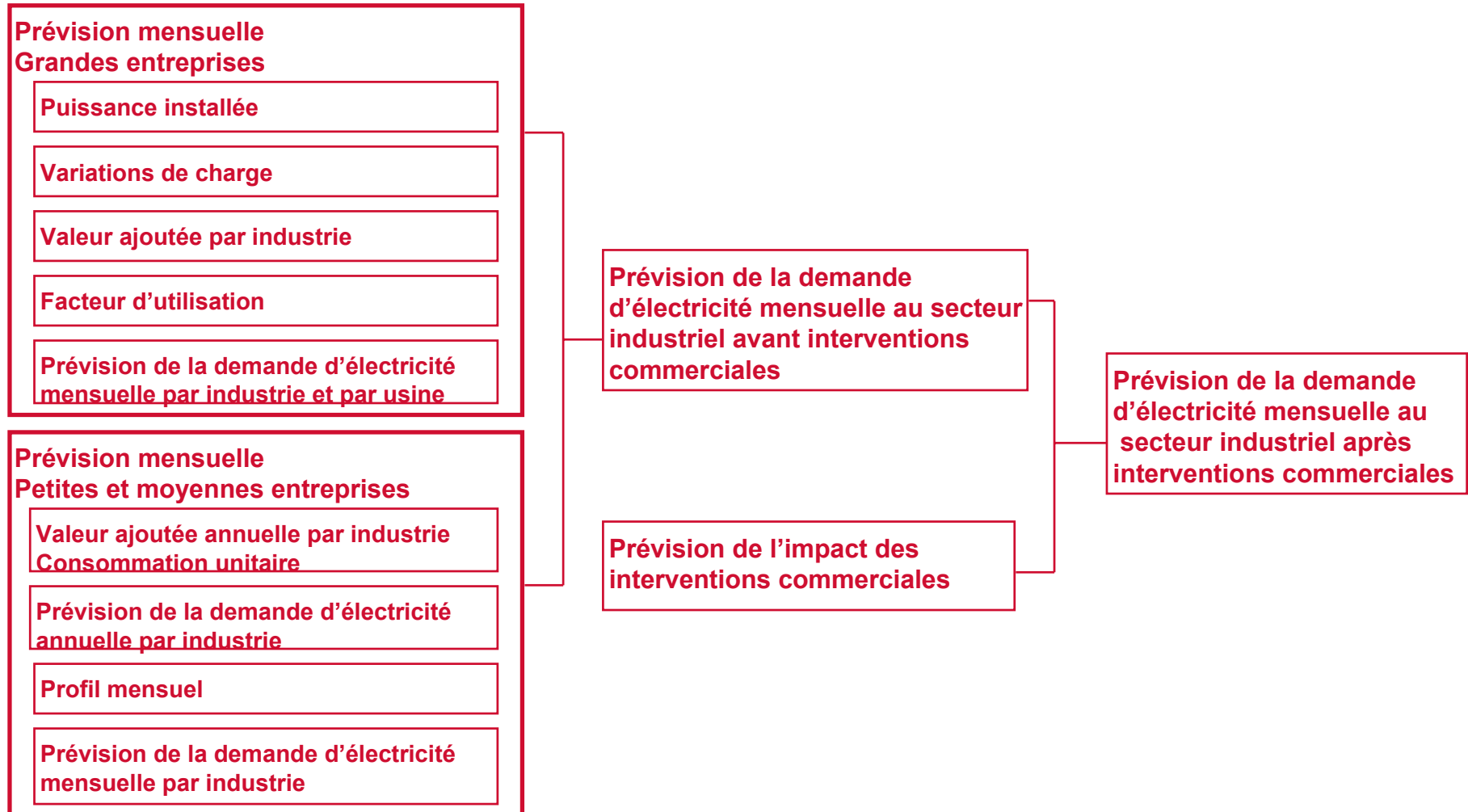
Production (kt)	1990	1993	2000	2010	Croissance 1993-2010
Papier journal	4 107	3 672	3 929	3 946	0,4 %
Papiers de spécialité	1 254	1 387	1 780	2 273	3,0 %
Autres papiers et cartons	1 952	2 351	2 611	3 868	1,2 %
Pâtes commerciales	910	869	1 174	1 265	2,2 %
Production totale	8 223	8 132	9 415	10 352	1,3 %

kt = milliers de tonnes métriques

Méthode de prévision de la demande d'électricité au secteur industriel à long terme



Méthode de prévision de la demande d'électricité au secteur industriel à court terme

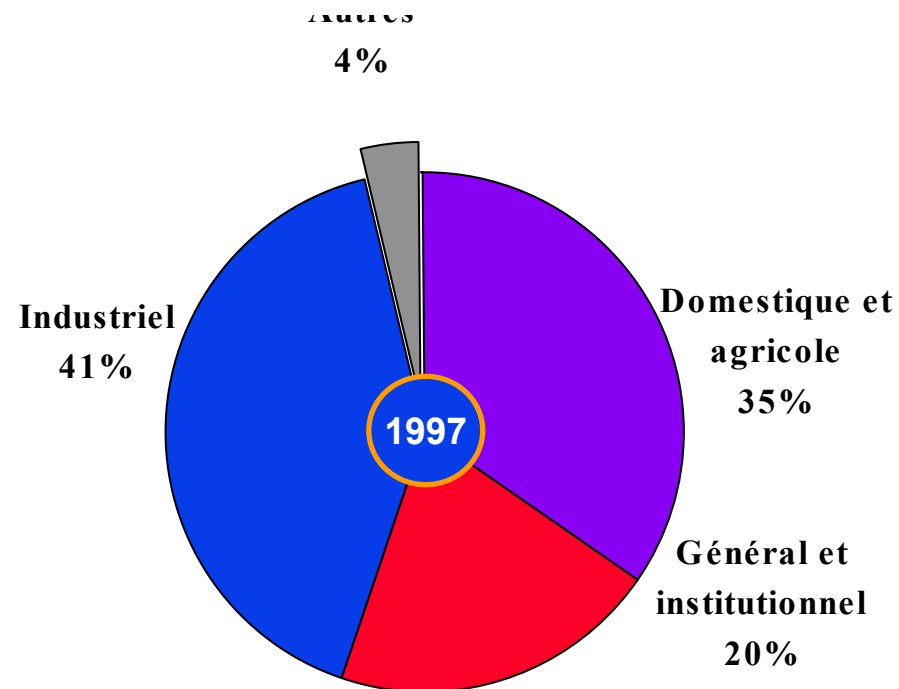


Croissance des ventes d'électricité au secteur industriel (avant économies d'énergie)

Sous-secteur	Prévision des ventes d'électricité régulière avec développement des marchés (en TWh)							Taux de croissance annuel moyen (en %)	
	1985	1990	1995	1997	2000	2005	2010	1985-1997	1997-2010
Pâtes et papiers	10,3	13,8	15,2	17,4	18,6	19,7	20,4	4,4%	1,3%
Sidérurgie	2,9	2,8	2,5	2,8	3,1	4,1	4,2	-0,3%	3,3%
Fonte et affinage	5,7	11,2	21,2	22,3	23,4	27,3	28,4	12,1%	1,9%
Chimie	3,4	4,9	4,5	4,8	5,3	6,7	7,6	2,9%	3,5%
Autres industries	12,0	13,6	14,0	14,8	16,0	20,2	22,2	1,8%	3,2%
Total	34,4	46,3	57,4	62,2	66,5	78,0	82,9	5,1%	2,2%

Secteur Autres

Répartition des ventes d'électricité régulière



Croissance des ventes au secteur Autres (après économies d'énergie)

Secteur Autres	Prévision des ventes d'électricité régulière (GWh)						Taux de croissance annuel moyen		Croissance en GWh
	1990	1995	1997	2000	2005	2010	1990-1997	1997-2010	1997-2010
Ventes d'H-Q aux réseaux municipaux	3 470	3 515	3 724	3 785	4 013	4 233	1,0%	1,1%	509
Éclairage public	752	617	541	547	646	676	-4,0%	1,9%	135
Transport	333	322	296	295	313	313	-1,6%	0,4%	17
Réseaux voisins québécois	88	379	800	640	638	534	115,0%	-2,6%	-266
Innovations technologiques	0	0	0	0	0	1 670			1 670
Total secteur Autres	4 643	4 833	5 361	5 267	5 611	7 426	2,2%	3,0%	2 065

Croissance des ventes d'électricité au Québec à long terme

Scénario moyen (en TWh)						ÉCART (en TWh)		Croissance annuelle	
	1989*	1992*	1997*	2000	2010	1989-1997	1997-2010	1989-1997	1997-2010
Domestique et agricole	47,6	49,4	51,8	52,5	57,4	4,2	5,6	1,1%	0,8%
Général et institutionnel	28,7	28,2	30,2	29,6	33,6	1,4	3,4	0,6%	0,8%
Industriel	46,5	49,8	62,1	66,2	83,5	15,6	21,4	3,7%	2,3%
Autres	4,6	4,8	5,5	5,6	7,7	0,9	2,2	2,1%	2,6%
Ventes avant économies d'énergie									
Ventes avant économies d'énergie	127,5	132,3	149,6	153,9	182,2	22,1	32,6	2,0%	1,9%
<i>Programmes d'économies d'énergie</i>	0,0	-0,3	-2,4	-2,7	-2,6	-2,4	-0,3		0,8%
Ventes après économies d'énergie avec développement de marché	127,5	132,0	147,3	151,3	179,6	19,8	32,3	1,8%	1,5%

* ventes publiées

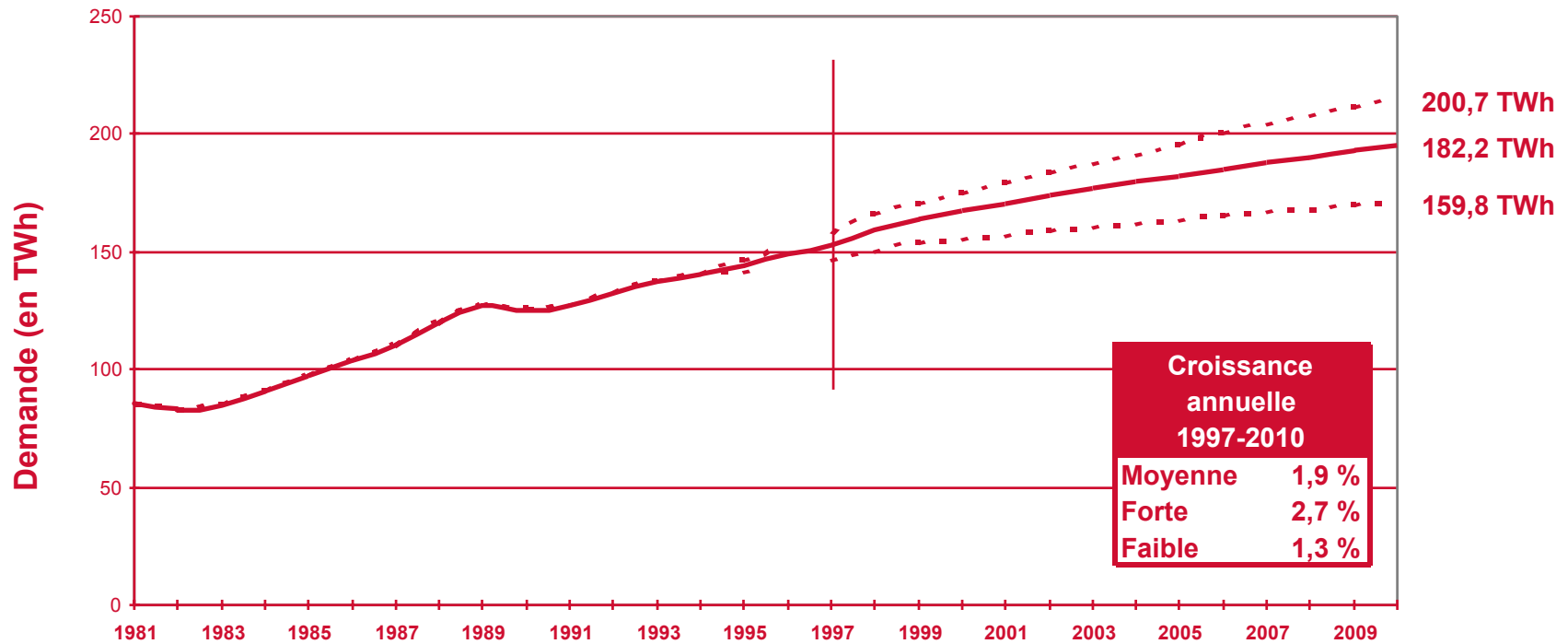
Croissance des ventes d'électricité au Québec à court terme (après économies d'énergie)

(TWh)	Ventes normalisées						Croissance annuelle 1992- 97	Prévision			Croissance annuelle 1997- 2000
	1992	1993	1994	1995	1996	1997		1998	1999	2000	
Domestique et agricole	48.8	48.9	49.3	48.8	50.3	50.6	0.7 %	50.1	51.2	51.8	0.8 %
Général et institutionnel	28.1	28.1	28.2	28.9	29.1	29.3	0.9 %	28.7	29.0	29.1	(0.3 %)
Industriel	49.3	54.3	56.2	59.0	58.3	61.1	4.4 %	62.0	62.5	65.0	2.1 %
Autres	4.8	4.7	4.7	43.1	5.3	5.3	2.1 %	5.3	5.3	5.4	0.4 %
Ventes régulières	130.9	136.0	138.4	141,6	143.0	146.4	2.3 %	146.0	148.0	151.3	1.1 %
		3.9 %	1.8 %	2.3 %	1.0 %	2.4 %		(0.2 %)	1.3 %	2.2 %	

Scénarios moyen, fort et faible

(avant programmes d'économies d'énergie)

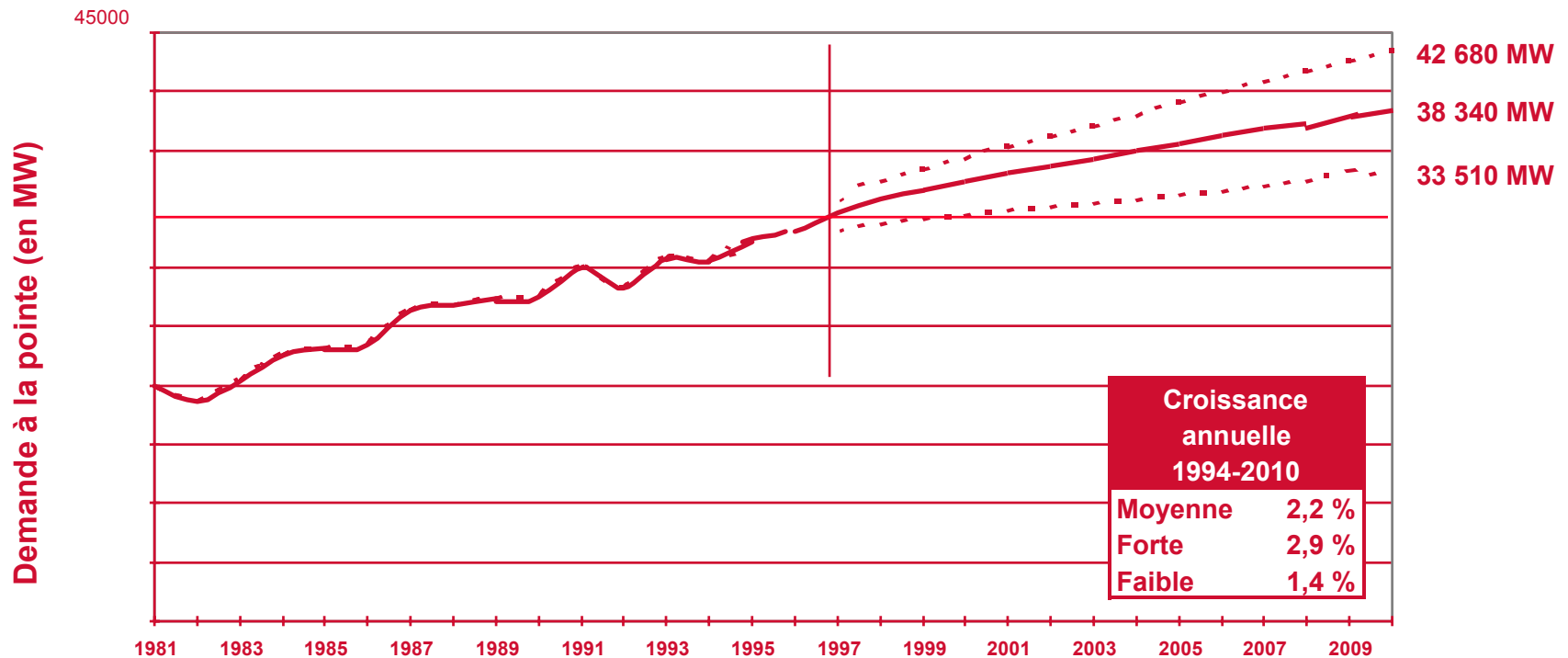
Prévision des ventes d'électricité régulière au Québec



Besoins prioritaires en puissance

Scénarios moyen, fort et faible

(avant programmes d'économies d'énergie)

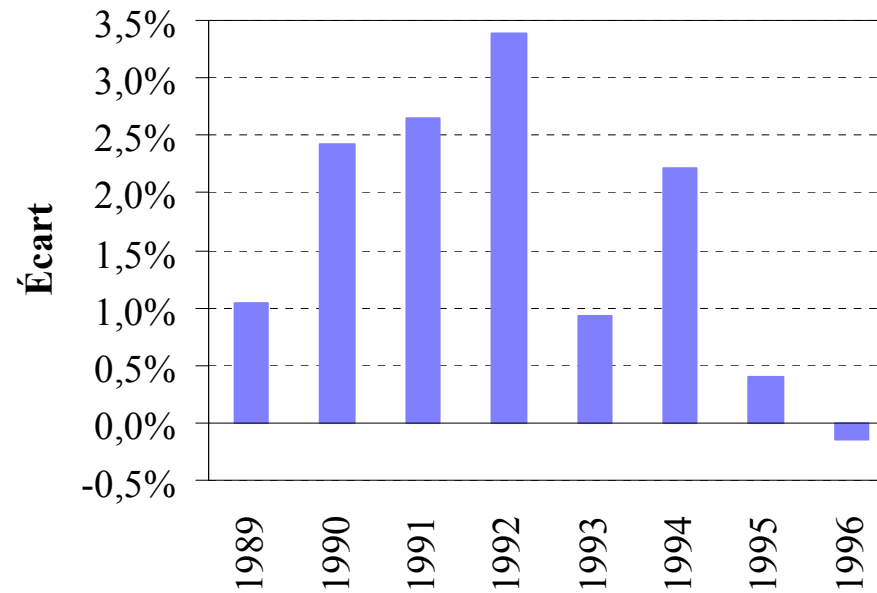


Explication des écarts entre les scénarios

- **Scénario moyen : le plus probable**
 - » **Croissance du PIB : 2,4 % (1996-2011)**
 - » **Croissance des ventes d'électricité : 1,9 %**
- **Scénario fort**
 - » **Poussée de la demande intérieure résultant d'une croissance démographique plus élevée**
 - » **Croissance rapide de l'économie mondiale**
 - » **Présence accrue sur les marchés internationaux et dynamisme des exportations**
 - » **Projets industriels intensifs en électricité**
 - » **Croissance du PIB : 3,0 % (1996-2011)**
 - » **Croissance des ventes d'électricité : 2,7 %**
- **Scénario faible**
 - » **Croissance de la population plus faible**
 - » **Stagnation de la productivité et perte de compétitivité**
 - » **Réduction de l'importance des exportations**
 - » **Croissance du PIB : 1,8 % (1996-2011)**
 - » **Croissance des ventes d'électricité : 1,3 %**

Écart entre la demande prévue et la demande observée

Ventes d'électricité au Québec
Écart prévu moins réel
1 an à l'avance



Demande d'électricité en Amérique du Nord

(après programmes d'économies d'énergie)

Région ou réseau	Ventes (en TWh)		Croissance
	1994	2004	
États-Unis - Total	3 138	3 777	1,9 %
NEPOOL	112	128	1,3 %
New York	148	158	0,7 %
North West Power Pool	220	258	1,6 %
Texas Interconnection	225	279	2,2 %
Arizona-Nouveau Mexique	72	88	2,0 %
Southern Company	173	220	2,5 %
Floride	160	206	2,6 %
Canada - Total	444	540	2,0 %
Ontario	135	163	1,9 %
Provinces de l'Ouest	97	118	2,0 %
Nouv.-Brunswick/Nouv.-Écosse	23	28	1,9 %
Québec	156	193	2,1 %

Note : Besoins prioritaires ou l'équivalent.

Source : North American Energy Reliability Council, 1995.