

MATHIEU MARCOUX

UN MODÈLE DE PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC

Mémoire présenté
à la Faculté des études supérieures de l'Université Laval
dans le cadre du programme de maîtrise en économique
pour l'obtention du grade de Maître ès arts (M.A.)

SCIENCES SOCIALES
UNIVERSITÉ LAVAL
QUÉBEC

2011

Résumé

L'objectif premier de la présente recherche est de développer un modèle économétrique pouvant être utilisé pour prévoir la consommation de gaz naturel au Québec dans les secteurs résidentiel et affaires (lequel regroupe les clients commerciaux et institutionnels). Des prévisions adéquates sont nécessaires pour les distributeurs de gaz naturel désirant réviser leurs tarifs ou planifier leurs approvisionnements gaziers.

Un modèle ayant déjà été appliqué à la consommation totale d'énergie au Québec et ayant été reconnu pour ses propriétés prévisionnistes satisfaisantes constitue le point de départ de l'analyse. Différentes versions de ce modèle sont estimées et comparées afin de déterminer si l'introduction de certaines variantes permet d'améliorer sa capacité à prévoir la consommation réelle d'énergie. Parmi les variantes étudiées se trouvent la simplification de la spécification utilisée, l'introduction d'un effet de retard sur les variables de prix et la décomposition de ces variables selon leurs mouvements à la hausse ou à la baisse.

Au final, le modèle de prévision suggéré est une version simplifiée du modèle initial qui remplace le prix réel du gaz naturel à une période donnée par le plus élevé des prix réels antérieurs à la période considérée. De plus, trois éléments peuvent être retenus de cette analyse. Premièrement, tandis que le modèle initial réplique assez bien la consommation totale d'énergie, ses prévisions de la consommation de gaz naturel s'écartent davantage de la consommation réelle. Deuxièmement, bien que la simplification du modèle permette généralement d'obtenir des prévisions plus fidèles à la réalité, l'introduction d'un effet de retard sur les prix et la décomposition de ces mêmes variables ont des effets partagés sur les propriétés prévisionnistes. Troisièmement, quelques différences quant à l'ajustement de la consommation d'énergie dans le temps et à la significativité de certaines variables explicatives ont été remarquées après avoir comparé les estimations du modèle initial aux estimations qui avaient déjà été obtenues par d'autres auteurs.

Avant-propos

Il serait prétentieux de ma part de passer sous silence le support que plusieurs personnes m'ont apporté depuis le début des travaux qui ont mené à l'écriture de ce mémoire de maîtrise.

D'abord et avant tout, je tiens à remercier Monsieur Jean-Thomas Bernard qui a dirigé ce travail. Son savoir et son expérience ont grandement bonifié mon raisonnement et mon approche de la problématique qui sera abordée dans les prochaines pages. Je serai toujours reconnaissant de sa disponibilité et de l'attention qu'il a su porter à ma recherche et à ma réflexion quant à la décision de poursuivre des études graduées en économique.

Je tiens également à témoigner ma gratitude envers tous les professeurs du département d'économique de l'Université Laval qui, bien plus qu'ils ne peuvent l'imaginer, ont contribué à éveiller chez moi une véritable passion pour la plus mathématique des sciences sociales.

Je désire aussi exprimer ma reconnaissance envers les gens que j'ai côtoyés chez Gaz Métro, plus particulièrement mes supérieurs Nicolas Crête et Caroline Dallaire, ainsi que tous les membres de l'équipe de la Prévision de la demande et de l'Intelligence de marché. Leur dynamisme et leur expertise ont rendu ma collaboration avec cette entreprise des plus agréables.

Je souhaite également adresser des remerciements sincères à mes parents, à mes amis et à mes collègues de maîtrise pour leur aide et leur support moral quotidien.

Enfin, je m'en voudrais d'omettre de souligner la contribution financière du Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles (GREEN) de l'Université Laval, de Gaz Métro, du Conseil de recherches en sciences humaines (CRSH) et du Fonds de recherche sur la société et la culture (FQRSC).

If you must predict, predict often.
-Paul Samuelson (1915-2009)

Table des matières

Liste des tableaux	vii
Table des figures	viii
1 Introduction	1
2 Présentation des modèles	7
2.1 Modèles de substitution inter-énergie	7
2.2 Estimation directe de la consommation de gaz naturel	11
2.3 Estimation directe avec prix réel du gaz naturel	12
2.4 Variantes apportées aux modèles de chaque catégorie	12
3 Les données	16
3.1 Données relatives à la consommation d'énergie	17
3.2 Données relatives aux prix de l'énergie	21
3.3 Données économiques	25
3.4 Données climatiques	25
4 Estimation des modèles et résultats économétriques	26
4.1 Méthodes d'estimation utilisées	27
4.2 Résultats économétriques	28
4.3 Comparaison avec les résultats d'ARSENAULT <i>et al.</i> (1995)	31
4.4 Comparaison des trois modèles de base	37
4.5 Analyse de l'effet de la modification des variables de prix	38
5 Choix d'un modèle de prévision de la demande	41
6 Conclusion	47
Bibliographie	50
A Restrictions imposées aux équations des parts	54
B Les tableaux de résultats	58

Liste des tableaux

4.1	APE moyennes selon les trimestres	30
4.2	Catégorie 1, modèle de base	32
4.3	Catégorie 2, modèle de base	34
4.4	Catégorie 3, modèle de base	35
5.1	Les candidats	43
B.1	Catégorie 1, modèle de base	59
B.2	Catégorie 1, prix retardés d'une période	61
B.3	Catégorie 1, prix retardés de quatre périodes	63
B.4	Catégorie 1, décomposition 1	65
B.5	Catégorie 1, décomposition 2	67
B.6	Catégorie 1, décomposition 3	69
B.7	Catégorie 1, décomposition 1 et prix retardés d'une période	71
B.8	Catégorie 1, décomposition 2 et prix retardés d'une période	73
B.9	Catégorie 1, décomposition 3 et prix retardés d'une période	75
B.10	Catégorie 1, décomposition 1 et prix retardés de quatre périodes	77
B.11	Catégorie 1, décomposition 2 et prix retardés de quatre périodes	79
B.12	Catégorie 1, décomposition 3 et prix retardés de quatre périodes	81
B.13	Catégorie 2, modèle de base	83
B.14	Catégorie 2, prix retardés d'une période	84
B.15	Catégorie 2, prix retardés de quatre périodes	85
B.16	Catégorie 2, décomposition 1	86
B.17	Catégorie 2, décomposition 2	87
B.18	Catégorie 2, décomposition 3	88
B.19	Catégorie 2, décomposition 1 et prix retardés d'une période	89
B.20	Catégorie 2, décomposition 2 et prix retardés d'une période	90
B.21	Catégorie 2, décomposition 3 et prix retardés d'une période	91
B.22	Catégorie 2, décomposition 1 et prix retardés de quatre périodes	92
B.23	Catégorie 2, décomposition 2 et prix retardés de quatre périodes	93
B.24	Catégorie 2, décomposition 3 et prix retardés de quatre périodes	94
B.25	Catégorie 3, modèle de base	95
B.26	Catégorie 3, prix retardés d'une période	96

B.27	Catégorie 3, prix retardés de quatre périodes	97
B.28	Catégorie 3, décomposition 1	98
B.29	Catégorie 3, décomposition 2	99
B.30	Catégorie 3, décomposition 3	100
B.31	Catégorie 3, décomposition 1 et prix retardés d'une période .	101
B.32	Catégorie 3, décomposition 2 et prix retardés d'une période .	102
B.33	Catégorie 3, décomposition 3 et prix retardés d'une période .	103
B.34	Catégorie 3, décomposition 1 et prix retardés de quatre périodes	104
B.35	Catégorie 3, décomposition 2 et prix retardés de quatre périodes	105
B.36	Catégorie 3, décomposition 3 et prix retardés de quatre périodes	106

Table des figures

3.1	Consommation trimestrielle dans le secteur résidentiel	19
3.2	Consommation trimestrielle dans le secteur affaires	19
3.3	Consommation annuelle dans le secteur résidentiel	20
3.4	Consommation annuelle dans le secteur affaires	20
3.5	Prix trimestriels dans le secteur résidentiel	22
3.6	Prix trimestriels dans le secteur affaires	23
3.7	Prix annuels dans le secteur résidentiel	23
3.8	Prix annuels dans le secteur affaires	24
5.1	Consommation réelle et prévisions dans le secteur résidentiel .	45
5.2	Consommation réelle et prévisions dans le secteur affaires . . .	46

Chapitre 1

Introduction

Au Québec, à l'instar d'autres juridictions au Canada et ailleurs dans le monde, les tarifs énergétiques sont réglementés par une organisation gouvernementale. Ainsi, à chaque année, les distributeurs d'énergie sujets à cette réglementation, parmi lesquels se trouvent les distributeurs de gaz naturel, révisent leurs tarifs d'exploitation et doivent faire approuver toute demande de modification par la Régie de l'Énergie du Québec. La révision des tarifs repose, entre autres, sur les prévisions des distributeurs quant aux quantités d'énergie qui seront consommées pendant la période au cours de laquelle la nouvelle tarification sera en vigueur.

Par ailleurs, dans le cas du gaz naturel, une prévision adéquate de la demande est également souhaitable pour permettre aux distributeurs de planifier les approvisionnements qui seront nécessaires à la satisfaction de la demande des consommateurs. À cet égard, il convient de rappeler que le gaz naturel présentement consommé au Québec provient surtout de l'ouest canadien. La grande distance séparant les consommateurs finaux de la source de gaz naturel, conjuguée à la nécessité de permettre une consommation instantanée de l'énergie, justifient donc l'importance d'avoir une bonne idée *a priori* de la quantité qui sera consommée.

Le présent projet de recherche a été proposé par Gaz Métro, principal distributeur de gaz naturel dans la province de Québec¹. L'objectif est de développer un modèle de prévision de la demande de gaz naturel pour les consommateurs de petits et de moyens

1. On compte deux distributeurs de gaz naturel au Québec, soit Gaz Métro et Gazifère. Tandis que les activités de Gazifère se limitent à la région de l'Outaouais, tous les autres consommateurs québécois de gaz naturel sont desservis par Gaz Métro. Il est donc juste d'affirmer que Gaz Métro détient le monopole de la distribution de gaz naturel dans toutes les régions du Québec autres que l'Outaouais.

débites. Ces types de consommateurs regroupent, de manière générale, les consommateurs de deux secteurs, soit le secteur résidentiel et le secteur affaires (lequel correspond aux clients institutionnels et commerciaux). La consommation des clients de grands débits est volontairement laissée de côté, puisqu'elle peut être prévue relativement facilement par le distributeur en communiquant directement avec les quelques grandes entreprises qui forment cette catégorie.

Évidemment, Gaz Métro utilise déjà un modèle de prévision de la demande, bien que ce dernier soit différent des modèles économétriques traditionnels. Présentement, Gaz Métro prévoit la consommation de gaz naturel des secteurs résidentiel et affaires en considérant la quantité ayant été distribuée au cours de l'année qui précède l'année à prévoir et en ajustant cette quantité en fonction de différents facteurs susceptibles de l'augmenter ou de la réduire. Parmi les ajustements appliqués se trouvent des corrections qui tiennent compte des changements dans la clientèle, de l'évolution du prix du gaz naturel et de la variation du climat.

Il semblerait que le modèle utilisé par Gaz Métro soit en mesure de générer des prévisions satisfaisantes. Selon des renseignements obtenus auprès de l'entreprise, l'erreur moyenne des prévisions annuelles de ce modèle se situe aux alentours de 2% de la consommation réelle. Cette bonne performance du modèle n'est probablement pas totalement indépendante de la faiblesse des fluctuations dans la consommation d'énergie à court terme (lorsque ces fluctuations sont corrigées pour éliminer les effets saisonniers). Cette sorte de léthargie s'explique habituellement par le fait que la décision de consommer une forme d'énergie plutôt qu'une autre est souvent accompagnée d'investissements en capital. Par exemple, chauffer un bâtiment au gaz naturel plutôt qu'à l'électricité pourrait nécessiter le remplacement de plinthes électriques par une fournaise. À court terme, il est donc possible d'augmenter ou de réduire la consommation d'une énergie donnée en modifiant l'intensité à laquelle les équipements qui consomment cette énergie sont utilisés. Toutefois, un certain délai est nécessaire à la substitution d'une énergie par une autre, étant donné les investissements requis pour cette substitution. Cette captivité contribue à atténuer les grandes variations dans la consommation d'une forme d'énergie à court terme.

Étant donné cette léthargie, il semble tout à fait approprié d'incorporer la quantité consommée au cours de la période qui précède la période à prévoir dans un modèle de prévision de la demande de gaz naturel. Toutefois, sans discréditer la pertinence de l'utilisation des différents ajustements qui sont utilisés dans le modèle de Gaz Métro, force est de constater qu'il s'agit d'une façon de procéder qui diffère des modèles économétriques traditionnels de prévision de la demande. Il importe tout de même de noter qu'il est possible d'identifier, parmi les ajustements apportés à la consommation

de la période précédente, quelques variables explicatives fréquemment utilisées dans la modélisation de la demande d'énergie. C'est le cas du prix et des variations climatiques.

De surcroît, le recours aux modèles économétriques se justifie aussi par le fait que ces modèles jouissent d'un certain avantage. En effet, même si les modèles économétriques obtenus au terme du présent travail n'arrivaient pas à prévoir la consommation de gaz naturel aussi bien que le modèle présentement utilisé par Gaz Métro, ils pourraient tout de même éventuellement être utilisés pour fournir certaines informations relatives au marché de l'énergie du Québec, telles que des mesures d'élasticité ou des évaluations de la stabilité structurelle. Ce type d'information n'est malheureusement pas mis en évidence dans le modèle actuel de l'entreprise.

Plusieurs modèles ont été considérés afin de déterminer celui ou ceux qui pourraient être utilisés pour prévoir la consommation de gaz naturel au Québec. La modélisation de la demande d'énergie a déjà fait l'objet de plusieurs travaux. Bien qu'il date de quelques années, le papier de BOHI et ZIMMERMAN (1984) offre une revue de la littérature pertinente à propos des différents types de modèles généralement développés.

Étant donné l'importance que jouent les élasticités dans l'interprétation de plusieurs phénomènes économiques, il a été constaté que de nombreux travaux sont orientés vers l'estimation de ce concept, sans nécessairement étudier les propriétés prévisionnistes des modèles utilisés.

C'est notamment le cas de RASMUSSEN (2004) qui a étudié le marché du gaz naturel au Québec. À l'instar de HAAS et SCHIPPER (1998) et de GATELY et HUNTINGTON (2002), l'auteur développe un modèle permettant de distinguer différentes élasticités-prix selon les mouvements à la hausse ou à la baisse du prix du gaz naturel. Cette décomposition est normalement justifiée par le fait que la réduction de la consommation engendrée par une augmentation du prix de l'énergie et l'accroissement de la quantité demandée générée par une diminution de ce même prix ne sont pas nécessairement symétriques. Bien que l'application de cette décomposition permette une représentation plus fine de la réaction des consommateurs face aux mouvements des prix de l'énergie, aucun de ces trois travaux n'évalue les propriétés prévisionnistes des modèles développés.

Dans une analyse de l'élasticité-prix de la demande de gaz naturel pour différentes régions des États-Unis rédigée pour l'American Gas Association, JOUTZ et TROST (2007) modélisent la demande de gaz naturel en introduisant des retards plus ou moins longs sur certaines variables indépendantes pour comparer les élasticités de court et de long terme. L'introduction de cet effet de retard représente une caractéristique intéressante

des modèles qu'ils ont estimés. BOHI (1980) avait aussi introduit un tel retard dans son modèle de la demande résidentielle de gaz naturel pour une petite communauté du New Jersey. Cependant, dans ces deux papiers, les auteurs ne s'intéressent pas à la qualité des prévisions générées par leurs modèles.

Plusieurs papiers consultés modélisent la demande d'énergie en accordant une attention particulière aux équipements qui consomment cette énergie. Ces modèles mettent en évidence la dépendance qui existe entre l'intensité à laquelle les équipements énergétiques sont utilisés et la consommation totale d'énergie. La modélisation de la consommation de gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commerciaux de la Colombie-Britannique et de l'Ontario par BERNDT et WATKINS (1977), laquelle s'inspire d'un modèle développé par BALESTRA et NERLOVE (1966), s'inscrit dans cette lignée. Le modèle de DUBIN et MCFADDEN (1984) appartient également à cette catégorie.

Ces modèles qui s'intéressent particulièrement aux équipements énergétiques permettent une analyse très fine de la demande d'énergie. Ils rendent possible l'estimation de différentes élasticités-prix pour des utilisations distinctes de l'énergie. À titre d'exemple, l'élasticité-prix de la demande de l'énergie utilisée pour le séchage des vêtements est probablement plus élevée (en valeur absolue) que l'élasticité-prix de la demande de l'énergie nécessaire au chauffage des bâtiments. L'étude de HARTMAN et WERTH (1981) permet ce type de distinctions.

Un autre type de raffinement a été proposé par BERNARD, BOLDUC et BÉLANGER (1996). Ces auteurs ont développé un modèle qui analyse à la fois le choix des consommateurs pour une forme d'énergie plutôt qu'une autre et la consommation d'énergie étant donné ce choix.

L'ensemble de ces modèles prennent en considération les équipements utilisés et tiennent compte du processus décisionnel menant au choix d'une forme d'énergie. Bien qu'il puissent fournir des informations très pertinentes sur la consommation, leur estimation a le désavantage de nécessiter une quantité considérable d'information. En effet, ces modèles demandent généralement de connaître le stock d'équipements énergétiques des consommateurs étudiés et le taux de dépréciation de ces équipements. Leur utilisation rendrait l'exercice de prévision de la demande fastidieux. D'ailleurs, les auteurs qui utilisent ce type de modélisation s'intéressent davantage aux élasticités estimées et aux implications de leurs résultats en matière de politiques publiques qu'aux propriétés prévisionnistes de leurs modèles.

En ce qui concerne la présente recherche, bien que les modèles qui seront présentés auraient pu être utilisés pour estimer des élasticités, pour effectuer des tests d'hypothèse

ou pour comparer différentes méthodes d'estimation, l'objectif premier est d'obtenir un modèle ayant des propriétés prévisionnistes intéressantes.

Le modèle d'ARSENAULT *et al.* (1995), qui est aussi étudié par BERNARD *et al.* (2007a) ainsi que par BERNARD *et al.* (2007b), constitue le point de départ de l'analyse. Deux raisons expliquent ce choix.

Premièrement, ARSENAULT *et al.* (1995) ont appliqué ce modèle à la demande d'énergie au Québec et ont conclu que ce dernier avait de bonnes propriétés prévisionnistes. En ce sens, leur modèle est davantage susceptible de répondre à l'objectif du présent travail.

Deuxièmement, puisqu'il permet d'estimer à la fois la quantité totale d'énergie consommée et la part de ce total qui est associée aux différentes formes d'énergie étudiées, ce modèle s'applique bien à la position actuelle de Gaz Métro dans le marché québécois de l'énergie. En effet, malgré le fait que Gaz Métro ait le quasi-monopole de la distribution du gaz naturel au Québec, l'entreprise doit tout de même faire face à la concurrence imposée par la présence d'énergies substituables au gaz naturel. En d'autres mots, Gaz Métro s'approprie la quasi-totalité de la part du marché de l'énergie qui revient au gaz naturel, mais cette part, tout comme les parts des autres formes d'énergie, est variable.

Bien qu'il s'appuie largement sur un modèle déjà existant, ce projet de recherche souhaite apporter une contribution à l'économie de l'énergie à trois niveaux.

Une première contribution revient au fait que, tandis qu'ARSENAULT *et al.* (1995) se sont surtout intéressés à la capacité du modèle à prévoir la consommation totale d'énergie, le présent travail se concentre davantage sur les prévisions de la consommation des différentes formes d'énergie qui composent cette consommation totale. En particulier, il sera intéressant de vérifier si le modèle arrive à prévoir convenablement la consommation des énergies qui, comme le gaz naturel, représentent une faible part de la consommation totale.

Également, ARSENAULT *et al.* (1995) soulignent que leur objectif n'est pas d'identifier le modèle ayant les meilleures propriétés prévisionnistes, mais plutôt d'évaluer les propriétés d'un modèle déjà existant. Vérifier si des modèles alternatifs ou si la modification de certaines composantes du modèle permettraient d'obtenir de meilleures prévisions constitue une deuxième contribution de la présente recherche. Parmi les modifications qui seront exploitées se trouvent l'estimation directe et simplifiée de la consommation de gaz naturel (sans estimer la consommation totale et celles des autres

formes d'énergie), l'introduction d'un effet de retard sur les prix et la décomposition des variations des prix de l'énergie.

La troisième contribution qui mérite d'être soulignée revient au fait que la présente étude s'intéresse au marché de l'énergie au Québec entre 1981 et 2008, soit une période différente de celles qui ont été étudiées par ARSENAULT *et al.* (1995) (dont l'échantillon contenait des données de 1962 à 1990) ainsi que par BERNARD *et al.* (2007a) et BERNARD *et al.* (2007b) (qui se sont penchés sur la période 1962 à 2000). Depuis 2000, des changements non négligeables sont survenus dans le marché de l'énergie. Entre autres, la déréglementation des prix de l'électricité dans le sud-ouest des États-Unis a engendré une augmentation des prix du gaz naturel en 2000-2001. De surcroît, 2004 a marqué la fin du gel des tarifs d'Hydro-Québec qui s'est étendu de mai 1998 à décembre 2003. Qui plus est, depuis récemment, les variations du prix du gaz naturel ne semblent plus suivre aussi étroitement qu'avant celles du prix du mazout. Cette tendance pourrait notamment s'expliquer par l'exploitation de nouvelles réserves de gaz naturel, dont le gaz de schiste.

Les prochaines pages sont divisées en quatre grandes sections. D'abord, les différents modèles qui seront estimés sont présentés. Ensuite, une brève description des données utilisées pour l'estimation est offerte. Par la suite, les résultats des estimations et quelques analyses sont rapportés afin de déterminer comment les variantes suggérées affectent-elles les propriétés prévisionnistes des modèles considérés. Enfin quelques analyses supplémentaires sont proposées afin d'identifier lequel des modèles estimés présente les meilleures propriétés prévisionnistes.

Chapitre 2

Présentation des modèles

Comme il a été mentionné en introduction, le modèle d'ARSENAULT *et al.* (1995) constitue le point de départ de la présente étude. Toutefois, certaines modifications apportées à ce modèle ont permis d'élaborer d'autres modèles qui méritent également d'être estimés. La présente section offre une description des modèles dont les estimations sont rapportées un peu plus bas dans le texte. L'ensemble de ces modèles peuvent être classés en trois grandes catégories : (1) des modèles de substitution inter-énergie, (2) des modèles qui estiment directement la consommation de gaz naturel et (3) des modèles qui estiment directement la consommation de gaz naturel en omettant les prix des autres formes d'énergie.

2.1 Modèles de substitution inter-énergie

Le modèle d'ARSENAULT *et al.* (1995), lequel apparaît également dans BERNARD *et al.* (2007a) et dans BERNARD *et al.* (2007b), s'inspire des modèles qu'utilise, entre autres, Ressources naturelles Canada. Il s'agit d'un modèle de substitution inter-énergie (*interfuel substitution model*). Ce type de modèle a la spécificité d'accorder une attention particulière à la substitution possible entre les différentes formes d'énergie considérées, par opposition aux modèles qui ne s'intéressent qu'à la consommation d'une seule forme d'énergie.

Ce modèle est estimé en deux temps. *Primo*, la part de l'énergie totale qui revient à chaque forme d'énergie est évaluée. Étant donné que le présent travail s'intéresse aux secteurs résidentiel et affaires, les formes d'énergie considérées sont l'électricité, le

gaz naturel et le mazout. *Secundo*, la consommation totale d'énergie est estimée. Le prix de l'énergie utilisé dans l'estimation de la consommation totale permet de faire le lien entre les deux estimations. Ce prix est une moyenne des prix des différentes formes d'énergie pondérée par leur part estimée respective. Au final, la consommation de chaque forme d'énergie est obtenue en multipliant la consommation d'énergie totale par la part estimée associée à chaque énergie.

Les parts de chaque forme d'énergie peuvent être représentées par les équations suivantes :

$$MS_{i,t} = \alpha_i + \beta_i MS_{i,t-1} + \theta_{i,EL} \ln[P_{EL,t}] + \theta_{i,GN} \ln[P_{GN,t}] + \theta_{i,MAZ} \ln[P_{MAZ,t}] + \mu_{i,t}$$

où

$MS_{i,t}$ est la part de l'énergie i à la période t exprimée en pourcentage. i correspond à l'électricité (EL), au gaz naturel (GN) ou au mazout (MAZ). t est l'indice temporel.

$MS_{i,t-1}$ est la part de l'énergie i à la période qui précède la période t , également en pourcentage. Cette variable ajoute une dimension dynamique au modèle.

$P_{EL,t}$ est le prix de l'électricité à la période t .

$P_{GN,t}$ est le prix du gaz naturel à la période t .

$P_{MAZ,t}$ est le prix du mazout à la période t .

$\mu_{i,t}$ est un terme d'erreur.

ARSENAULT *et al.* (1995) imposent les quatre restrictions suivantes aux équations des parts associées aux différentes formes d'énergie.

1. Les équations des parts d'énergie doivent être homogènes de degré 0 dans les prix des formes d'énergie. La somme des coefficients des prix doit donc être nulle. Cette restriction implique que si les prix de toutes les formes d'énergie étaient multipliés par une constante, les parts de chaque forme d'énergie resteraient inchangées.
2. Les coefficients des variables des parts retardées doivent tous être égaux entre eux. Ceci assure qu'un changement dans les parts passées laisse la somme des parts actuelles inchangée, c'est-à-dire qu'elle demeure égale à l'unité (conformément à la quatrième restriction présentée plus bas).
3. Le coefficient du prix de l'énergie i dans la régression de la part de l'énergie j doit être égal au coefficient du prix de l'énergie j dans la régression de la part de

l'énergie i . Cette hypothèse découle de la symétrie de la matrice de Slutsky¹. Elle implique que, par exemple, une augmentation du prix du gaz naturel a le même impact sur la demande d'électricité qu'une augmentation du prix de l'électricité sur la demande de gaz naturel.

4. La somme des constantes de chaque équation des parts et du coefficient de la variable retardée est égale à l'unité. Cette dernière restriction revient à imposer que la somme des parts est, elle aussi, égale à l'unité.

En appliquant ces restrictions et en divisant tous les prix par le prix du mazout afin d'utiliser des prix relatifs plutôt que des prix nominaux, les équations des parts des trois formes d'énergie à estimer sont les suivantes² :

$$MS_{EL,t} = \alpha_{EL} + \rho MS_{EL,t-1} + \theta_{EL,EL} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{EL,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \mu_{EL,t}$$

$$MS_{GN,t} = \alpha_{GN} + \rho MS_{GN,t-1} + \theta_{EL,GN} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{GN,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \mu_{GN,t}$$

$$MS_{MAZ,t} = 1 - MS_{EL,t} - MS_{GN,t}$$

Ensuite, la consommation totale d'énergie est estimée par la régression qui suit :

$$\begin{aligned} \ln[TE_t] = & \delta_0 + \delta_1 \ln[TE_{t-1}] + \delta_2 \ln \left[\frac{PEN_t}{IPC_t} \right] + \delta_3 \ln \left[\frac{Y_t}{IPC_t} \right] + \delta_4 \ln[DJC_t] \\ & - \delta_1 \delta_4 \ln[DJC_{t-1}] + \varepsilon_t \end{aligned}$$

où

TE_t est la consommation totale d'énergie à la période t .

TE_{t-1} est la consommation totale d'énergie à la période qui précède t .

PEN_t est le prix de l'énergie totale à la période t . Il s'agit d'une moyenne des prix des différentes formes d'énergie pondérée par leur part respective. En d'autres mots, $PEN_t = \sum_i MS_{i,t} P_{i,t}$.

IPC_t est l'indice des prix à la consommation à la période t .

Y_t est une mesure du revenu qui varie selon le secteur considéré. Dans le cas du secteur

1. La matrice de Slutsky est la matrice des dérivées partielles des demandes Hicksiennes par rapport aux prix. Sa symétrie implique que l'effet de la variation du prix du bien i sur la consommation du bien j est le même que celui de la variation du prix du bien j sur la consommation du bien i .

2. Les calculs nécessaires pour obtenir ces expressions sont disponibles en annexe.

résidentiel, le revenu est mesuré par le revenu personnel et, dans le cas du secteur affaires, c'est le produit intérieur brut qui est utilisé.

DJC_t correspond aux degrés-jours de chauffage à la période t .

ε_t est un terme d'erreur.

Les degrés-jours de chauffage représentent une indication de la quantité d'énergie nécessaire au chauffage selon la température extérieure. Cette mesure est obtenue en évaluant, à chaque jour, si la température de la journée (ou plus exactement la moitié de la somme de la température minimale et de la température maximale) est inférieure ou supérieure à 13 °C³. Si cette température est supérieure à 13 °C, aucun degré-jour de chauffage n'est attribué à cette journée. Toutefois, si la température est inférieure à 13 °C, alors un nombre de degrés-jours de chauffage égal à l'écart entre la température et 13 est attribué à cette journée. Mathématiquement, pour une journée d :

$$DJC_d = \max \left[13 - \frac{temp_{max,d} + temp_{min,d}}{2}, 0 \right]$$

Le nombre de degrés-jours de chauffage d'une période donnée correspond à la somme des degrés-jours de chauffage accordés à chaque jour couvert par cette période.

Il importe de noter que le terme $-\delta_1 \delta_4 \ln[DJC_{t-1}]$ n'apparaît pas dans le modèle développé par ARSENAULT *et al.* (1995), bien qu'il soit présent dans les études de BERNARD *et al.* (2007a) et de BERNARD *et al.* (2007b). Ce terme représente une correction apportée pour éliminer ce qu'il convient d'appeler l'effet non permanent de la température sur la consommation d'énergie. En d'autres mots, bien que la consommation d'énergie à la période t dépende de la consommation d'énergie à la période $t - 1$, une consommation d'énergie anormalement élevée causée par un hiver particulièrement froid à la période $t - 1$ ne devrait pas se répercuter sur la consommation d'énergie à la période t , toutes choses étant égales par ailleurs.

Enfin, au terme des deux étapes d'estimation, la consommation de chaque forme d'énergie ($D_{i,t}$) est donnée par :

$$D_{i,t} = MS_{i,t} \times TE_t$$

L'objectif premier d'ARSENAULT *et al.* (1995) est davantage d'évaluer les propriétés prévisionnistes d'un modèle donné que d'identifier le modèle ayant les meilleures pro-

3. Dans le cas présent, on considère les degrés-jours de chauffage en base 13. Un nombre différent aurait pu être utilisé. Toutefois, il a été décidé d'utiliser la base 13 étant donné qu'il s'agit de la base qui est utilisée par ARSENAULT *et al.* (1995) de même que par Gaz Métro dans son modèle actuel.

priétés prévisionnistes. Ainsi, bien que ce modèle ait déjà été reconnu comme ayant des propriétés prévisionnistes satisfaisantes, il est possible que d'autres modèles soient en mesure de prévoir la consommation d'énergie, plus particulièrement la consommation de gaz naturel, avec une plus grande précision. C'est pour cette raison que d'autres modèles méritent d'être estimés.

2.2 Estimation directe de la consommation de gaz naturel

Dans une étude portant sur l'estimation de différents modèles de demande (pas nécessairement des modèles de demande d'énergie), CHAMBERS (1980) met en évidence l'importance d'introduire une dimension dynamique dans les systèmes de demande et conclut que les modèles ayant une structure relativement simple sont parfois plus appropriés dans un cadre de prévision. À cet égard, force est d'admettre que, puisqu'il nécessite également l'estimation de la demande d'électricité et de mazout ainsi que le calcul de la consommation totale d'énergie, le modèle d'ARSENAULT *et al.* (1995) n'est pas la modélisation la plus simple de la demande de gaz naturel. Les conclusions de CHAMBERS (1980) suggèrent qu'il pourrait être approprié d'estimer une version simplifiée de ce modèle. Les modèles appartenant à la présente catégorie sont proposés dans cette optique.

Soit le modèle suivant :

$$\begin{aligned} \ln[GN_t] = & \rho \ln[GN_{t-1}] + \beta_0 + \beta_{1,EL} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \beta_{1,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \beta_2 \ln \left[\frac{Y_t}{IPC_t} \right] \\ & + \beta_3 \ln[DJC_t] - \rho \beta_3 \ln[DJC_{t-1}] + \varepsilon_t \end{aligned}$$

où

GN_t est la consommation de gaz naturel à la période t .

Les autres variables ont déjà été définies à la sous-section précédente. Contrairement à ce qui est présenté par ARSENAULT *et al.* (1995), ce modèle estime directement la consommation de gaz naturel. Il s'inspire fortement de l'équation de la consommation totale d'énergie du modèle de la première catégorie où les variables de prix considérées sont les prix de l'électricité et du gaz naturel relatifs au mazout. Cependant, une telle spécification ne permet pas de mettre en évidence les possibilités de substitution entre les différentes formes d'énergie.

2.3 Estimation directe avec prix réel du gaz naturel

Tout comme pour les modèles appartenant à la deuxième catégorie, l'estimation des modèles de la troisième catégorie est justifiée par le désir de vérifier si une version simplifiée des modèles de la première catégorie engendre de meilleures propriétés prévisionnistes. Mathématiquement, ces modèles sont représentés par l'expression suivante :

$$\begin{aligned} \ln[GN_t] = & \rho \ln[GN_{t-1}] + \beta_0 + \beta_1 \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{IPC_t} \right] + \beta_2 \ln \left[\frac{Y_t}{IPC_t} \right] + \beta_3 \ln[DJC_t] \\ & - \rho \beta_3 \ln[DJC_{t-1}] + \varepsilon_t \end{aligned}$$

La seule différence entre les modèles de la deuxième et de la troisième catégorie réside au niveau des variables de prix. En effet, des estimations préliminaires des modèles des deux premières catégories étaient associées à des variables de prix ayant des coefficients qui n'étaient pas significativement différents de 0 au seuil de 95%. Réduire le nombre de variables explicatives permet généralement d'améliorer la significativité des coefficients associés aux variables qui sont conservées. Bien que la plupart des modèles ayant été consultés considèrent le prix des énergies substituables parmi les variables visant à expliquer la consommation de gaz naturel, certains auteurs (notamment BLOCH (1980)), considèrent seulement le prix réel du gaz naturel. Il a donc été décidé de remplacer les variables des prix relatifs de l'électricité et du gaz naturel de la deuxième catégorie de modèles par le prix réel du gaz naturel.

2.4 Variantes apportées aux modèles de chaque catégorie

Jusqu'à présent, les variantes qui ont été proposées sont des modifications du type de modèles à estimer (modélisation de différentes formes d'énergie substituables entre elles et de la consommation totale d'énergie *versus* modélisation directe de la demande de gaz naturel) ainsi que des modifications des variables explicatives à inclure dans le modèle (prix relatifs des différentes formes d'énergie *versus* prix réel du gaz naturel). Ces variantes ont permis de classer les modèles à estimer en trois grandes catégories, les deux dernières regroupant des modèles plus simples que ceux de la première.

Certaines modifications peuvent maintenant être apportées aux modèles de chacune de ces trois catégories. En effet, plusieurs des modèles consultés dans le cadre des recherches qui ont mené au présent travail partageaient certaines caractéristiques

communes. Par exemple, plusieurs auteurs choisissent d'intégrer la consommation retardée, les degrés-jours de chauffage, le revenu ainsi que des variables de prix parmi les variables permettant d'expliquer la consommation de gaz naturel. Par ailleurs, des auteurs ont modifié quelques-unes des variables explicatives traditionnellement introduites dans ces modèles. Parmi ces modifications, il importe de rappeler l'application d'un effet de retard sur les variables de prix ainsi que la décomposition des variations de ces mêmes variables. Ces deux variantes méritent d'être appliquées afin de déterminer si elles permettent d'améliorer les propriétés prévisionnistes des modèles étudiés.

La première des variantes proposées consiste à appliquer un retard sur les variables de prix. En introduction, il a été mentionné que certains auteurs appliquent de tels retards afin de comparer les élasticités-prix de court et de long terme. De son côté, BLOCH (1980) souligne qu'il n'y a pas de différences significatives entre les résultats obtenus avec ou sans cet effet de retard.

Par ailleurs, l'application d'un retard sur les variables de prix est justifiable d'un point de vue économique. D'une part, les prix de certaines formes d'énergie étant parfois relativement difficiles à prévoir, il est peu probable qu'un individu devant choisir entre différentes formes d'énergie soit en mesure de connaître l'évolution future de leurs prix. Ainsi, les décisions des consommateurs quant aux choix des formes d'énergie à consommer sont davantage susceptibles d'être prises en fonction des prix actuels et de leur évolution récente plutôt que des prix à venir. En d'autres mots, la difficulté à prévoir l'évolution future des prix de certaines formes d'énergie représente une justification économique de l'introduction des prix retardés dans les modèles qui ont été estimés.

D'autre part, une deuxième justification économique de l'intérêt d'appliquer un effet de retard provient simplement du fait que, dans les secteurs résidentiel et affaires, il existe généralement un délai entre la consommation d'une quantité d'énergie et le paiement pour cette consommation. Ce délai résulte directement du processus de facturation des distributeurs énergétiques. Dans le cas des formes d'énergie dont les prix sont plus volatiles (gaz naturel et mazout, par exemple), les consommateurs prennent généralement connaissance des prix à payer lorsqu'ils reçoivent la facture de leur consommation. En conséquence, un consommateur est davantage susceptible de réagir à une variation de prix au cours d'une période de facturation donnée en ajustant sa consommation au cours de la période suivante. Ce délai de réaction permet de croire qu'il peut être approprié d'introduire un effet de retard sur les variables de prix.

De surcroît, l'utilisation de prix retardés dans un modèle de prévision de la demande est associée à un avantage considérable : les prix incorporés aux modèles sont connus avec une plus grande certitude et n'ont donc pas à être prévus. En ce sens, l'application

d'un effet de retard sur les variables de prix permet de limiter les erreurs de prévision de la consommation qui pourraient être engendrées par des erreurs de prévision quant aux valeurs des variables qui expliquent cette consommation.

Au total, trois types de retard ont été appliqués aux prix, tout dépendant de la périodicité des données utilisées : un retard d'une période sur les données annuelles, un retard d'une période sur les données trimestrielles et un retard de quatre périodes sur les données trimestrielles.

Une deuxième variante envisageable réside dans la décomposition des différentes variables de prix selon leurs mouvements à la hausse ou à la baisse. Comme il a déjà été mentionné, ce type de décomposition a été proposé dans le but d'obtenir des mesures des élasticités-prix qui reflètent l'asymétrie de la réponse des consommateurs selon que les prix augmentent ou diminuent. S'il est approprié d'introduire une telle distinction afin d'obtenir une mesure plus précise des élasticités-prix, il semble justifié de vouloir vérifier si une telle décomposition permet de générer des prévisions qui s'approchent davantage de la consommation réelle. Plus un modèle est en mesure de reproduire fidèlement le comportement des consommateurs, plus les prévisions de ce modèle sont susceptibles de refléter la réalité.

Selon HASS et SCHIPPER (1998), lorsque les variables de prix sont écrites en logarithme naturel, la décomposition du prix de la forme d'énergie i peut être présentée de la façon suivante. Intuitivement, selon cette décomposition, le prix au cours d'une période donnée se définit comme étant le prix le plus élevé ayant prévalu à une période antérieure, ajusté pour refléter les augmentations et les réductions de ce prix ayant été observées depuis ce prix maximal.

$$\ln[P_{i,t}] = \ln[P_{i,t}^{max}] + \ln[P_{i,t}^{rec}] + \ln[P_{i,t}^{cut}]$$

où

$$\begin{aligned} P_{i,t}^{max} &= \max[P_{i,1}, P_{i,2}, \dots, P_{i,t}] \\ P_{i,t}^{rec} &= \prod_{j=1}^t \max \left[1, \frac{P_{i,j-1}^{max}/P_{i,j-1}}{P_{i,j}^{max}/P_{i,j}} \right] \\ P_{i,t}^{cut} &= \prod_{j=1}^t \min \left[1, \frac{P_{i,j-1}^{max}/P_{i,j-1}}{P_{i,j}^{max}/P_{i,j}} \right] \end{aligned}$$

En plus de cette décomposition, HAAS et SCHIPPER (1998) suggèrent deux autres façons de remplacer la variable de prix conventionnelle. Les auteurs justifient ces deux nouvelles décompositions par le fait que la première est généralement associée à un faible niveau de significativité des coefficients des variables de prix décomposés. La

première suggestion est de considérer seulement $P_{i,t}^{max}$. La deuxième est de considérer uniquement $P_{i,t}^{rise}$ qui se définit comme étant le produit de $P_{i,t}^{max}$ et de $P_{i,t}^{rec}$. Chacune des trois décompositions suggérées par HAAS et SCHIPPER (1998) ont été appliquées aux modèles à estimer.

Enfin, les différentes combinaisons possibles des variantes énumérées plus haut ont elles aussi été appliquées. Ainsi, certains modèles estimés sont caractérisés par des variables de prix à la fois retardées et décomposées.

Chapitre 3

Les données

ARSENAULT *et al.* (1995) ont estimé leur modèle à partir d'une base de données annuelles. Toutefois, dans le cadre du présent travail, il a été décidé de construire une base de données trimestrielles. Deux raisons permettent de justifier ce choix. Premièrement, étant donné la courte période pour laquelle il a été possible d'obtenir des données (de 1981 à 2008), il est avantageux d'accroître la taille de l'échantillon en utilisant des données trimestrielles plutôt que des données annuelles. Deuxièmement, il est intéressant de raffiner les prévisions obtenues en estimant des prévisions trimestrielles.

Cependant, étant donné que l'objectif du présent travail est, entre autres, de vérifier comment la modification de certains éléments dans le modèle d'ARSENAULT *et al.* (1995) affecte les propriétés prévisionnistes de ce modèle, il semble tout à fait approprié d'estimer également chacun des modèles en utilisant des données annuelles, tout comme ces auteurs l'ont fait. Cette base de données annuelles est simplement obtenue en agrégeant les données trimestrielles.

Les prochaines pages dressent un portrait des données qui ont été utilisées. En général, quatre types de données sont nécessaires à l'estimation des modèles de prévision de la demande d'énergie : des données relatives à la consommation d'énergie, des données sur les prix des différentes formes d'énergie, des données sur l'environnement économique de la région d'intérêt et, enfin, des données climatiques.

3.1 Données relatives à la consommation d'énergie

À chaque année, Statistique Canada publie un rapport annuel intitulé *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire*, dont l'information est résumée à l'intérieur des tableaux CANSIM 128-0002 et CANSIM 128-0009. Ces tableaux contiennent donc une quantité importante d'informations utiles pour la présente recherche : on y trouve, entre autres, les consommations de gaz naturel, d'électricité et de mazout réparties par secteur d'activités. Cependant, il a été choisi de ne pas recourir directement à l'information contenue dans ces tableaux. Un premier problème relié à l'utilisation de ces données est que, bien que Statistique Canada publiait des chiffres trimestriels jusqu'en 2001, les données relatives à la consommation d'énergie ne sont disponibles que sur une base annuelle depuis 2002. Un deuxième problème qu'il importe de souligner est qu'un délai considérable (généralement un peu plus d'un an) doit être prévu entre la fin de la période d'intérêt et la publication des données. Or, ce délai représente un désavantage majeur dans un contexte de prévision de la demande qui nécessite de connaître les consommations de la période qui précède la période à prévoir (c'est-à-dire les consommations actuelles).

Cependant, en utilisant d'autres tableaux de Statistique Canada et en formulant quelques hypothèses, il est possible de connaître la consommation trimestrielle de gaz naturel, d'électricité et de mazout à l'intérieur d'un délai raisonnable (généralement un trimestre après la fin de la période en question).

Les données relatives à la consommation de gaz naturel qui sont utilisées proviennent du tableau CANSIM 129-0003 *Ventes de gaz naturel*. Ce tableau affiche la consommation mensuelle répartie par secteur d'activités. La consommation des secteurs résidentiel et commercial est retenue. Bien qu'il aurait été possible d'obtenir un historique de consommation de gaz naturel auprès de Gaz Métro, l'utilisation des chiffres de Statistique Canada se justifie par le désir d'obtenir des données collectées de manière similaire d'une forme d'énergie à une autre.

La consommation d'électricité a été documentée à partir des tableaux CANSIM 127-0001 *Statistiques de l'énergie électrique* (qui se termine en 2007) et 127-0003 *Production de l'énergie électrique, réceptions, livraisons et disponibilité d'électricité* (pour l'année 2008). Ces tableaux fournissent des consommations mensuelles qui ne sont malheureusement pas réparties par secteur. Afin de répartir les consommations par secteur d'activités, l'information contenue dans les tableaux CANSIM 128-0002 et CANSIM 128-0009 *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire* est mise à profit. Pour les données de 1981 à 2001, les consommations trimestrielles provenant du ta-

bleau CANSIM 127-0001 sont directement réparties par secteur en utilisant les parts qui reviennent à chaque secteur selon le tableau CANSIM 128-0002. Étant donné que le tableau CANSIM 128-0009 ne fournit que les consommations annuelles pour les années 2002 et suivantes, il est malheureusement impossible de répéter la même répartition après 2001. Au mieux, la consommation annuelle calculée en sommant les consommations mensuelles provenant des tableaux CANSIM 127-0001 et CANSIM 127-0003 peut être répartie entre les secteurs d'activités en considérant la part que représente chacun de ces secteurs selon le tableau CANSIM 128-0009. À partir de ces consommations sectorielles annuelles, il est possible d'obtenir les consommations sectorielles trimestrielles d'électricité par la méthode suivante. D'abord, il a été observé que, pour les secteurs résidentiel et affaires, la part de la consommation annuelle qui est associée à chacun des trimestres varie peu d'une année à l'autre. La moyenne arithmétique des parts de la consommation annuelle qui sont associées à chacun des trimestres pour chacun des deux secteurs considérés est calculée à partir des observations de 1992 à 2001. Ensuite, les consommations trimestrielles sont obtenues en appliquant ces parts moyennes aux consommations annuelles de chaque secteur.

En ce qui concerne la consommation de mazout, les données retenues proviennent du tableau CANSIM 134-0004 *Ventes intérieures de mazout*. Seulement les données relatives à la consommation de mazout pour poêles et de mazout léger sont considérées. De fait, la majorité du mazout lourd consommé est utilisé dans le secteur industriel et dans le secteur des transports. Ce tableau contient des valeurs mensuelles qui ne sont malheureusement pas réparties par secteur. Les consommations trimestrielles sectorielles sont obtenues de la même façon qu'elles ont été calculées dans le cas de l'électricité.

Étant donné que les tableaux considérés contiennent des données mesurées en diverses unités, toutes les mesures de consommation sont converties en térajoules en utilisant les facteurs de conversion énergétiques de Statistique Canada et en faisant l'hypothèse que ces facteurs de conversion sont constants au cours d'une année donnée.

Les figures 3.1 à 3.4 illustrent l'évolution de la consommation trimestrielle et annuelle de gaz naturel, d'électricité et de mazout pour le marché résidentiel ainsi que pour le marché affaires au cours de la période étudiée¹.

Quelques observations méritent d'être soulignées. D'abord, les effets saisonniers de la consommation d'énergie sont mis en évidence par les graphiques rapportant les consom-

1. Les graphiques présentés sont des graphiques empilés. Le niveau correspondant à la limite supérieure de la surface associée à la consommation d'électricité représente la somme des consommations de gaz naturel, de mazout et d'électricité. La consommation d'électricité est plutôt donnée par l'écart entre cette limite supérieure et celle de la surface qui correspond au mazout.

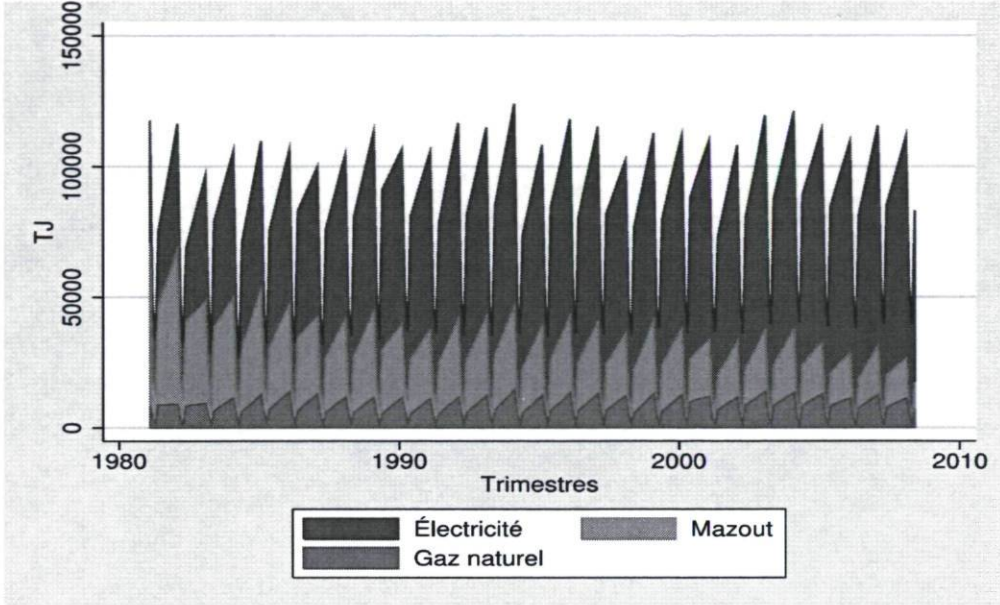


FIGURE 3.1 – Consommation trimestrielle dans le secteur résidentiel

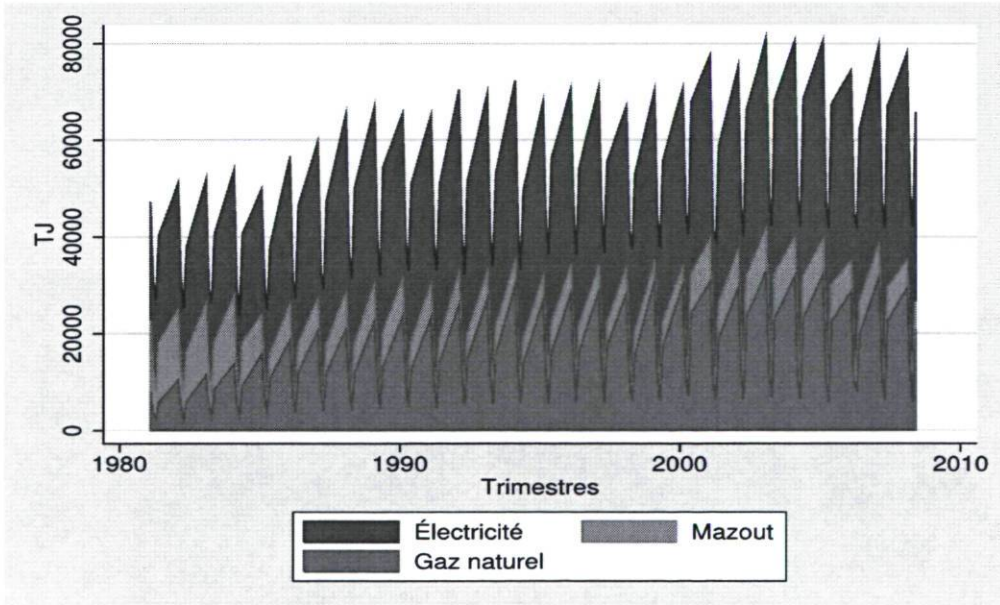


FIGURE 3.2 – Consommation trimestrielle dans le secteur affaires

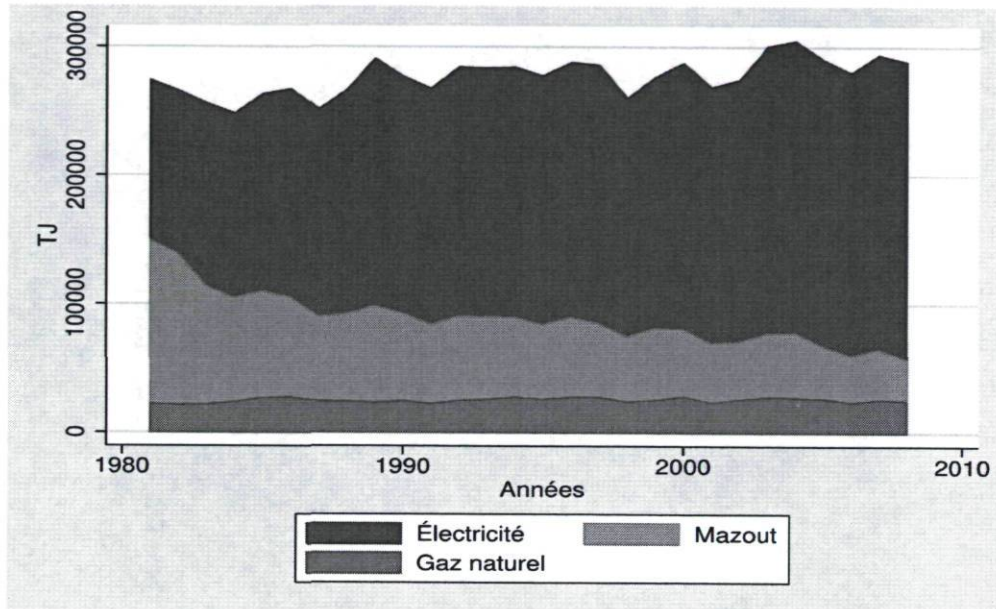


FIGURE 3.3 – Consommation annuelle dans le secteur résidentiel

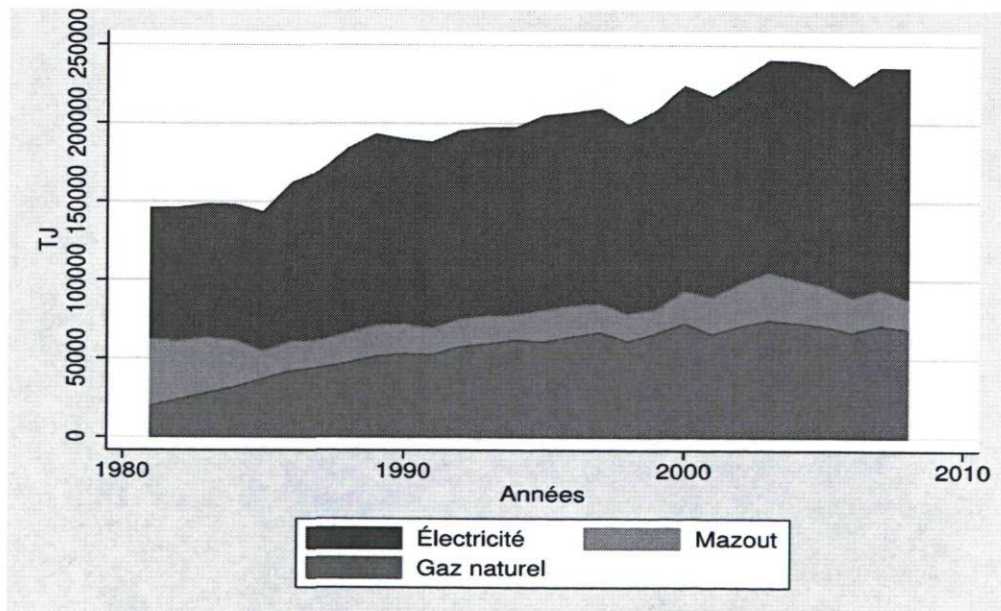


FIGURE 3.4 – Consommation annuelle dans le secteur affaires

mations trimestrielles dans chacun des deux secteurs. Ensuite, l'électricité est la forme d'énergie la plus consommée dans les deux secteurs considérés, mais plus particulièrement dans le secteur résidentiel. De plus, la consommation totale d'énergie semble avoir augmenté davantage dans le secteur affaires que dans le secteur résidentiel où elle a été relativement plus constante. Un constat similaire peut être formulé au sujet de la consommation de gaz naturel : tandis qu'elle a connu une augmentation marquée entre 1981 et 2008 dans le secteur affaires, elle n'affiche pratiquement aucun changement dans le secteur résidentiel. Enfin, la consommation de mazout montre une tendance à la baisse dans le secteur résidentiel. Toutefois, bien que cette forme d'énergie ait connu une forte baisse dans le secteur affaires au cours de la première moitié des années 1980, elle semble avoir légèrement gagné en popularité au début des années 2000.

3.2 Données relatives aux prix de l'énergie

Le tableau qui est utilisé pour obtenir les consommations de gaz naturel, soit le tableau CANSIM 129-0003 *Ventes de gaz naturel*, contient également des informations quant aux prix de cette forme d'énergie. En effet, ce tableau affiche les prix moyens mensuels du gaz naturel répartis par secteur. Une fois de plus, les prix des secteurs résidentiel et commercial sont retenus. L'utilisation des chiffres de Statistique Canada plutôt que de ceux de Gaz Métro s'explique par la diversité des tarifs payés par les consommateurs de gaz naturel au Québec selon leur profil de consommation. Bien que des historiques de tarification auraient pu être obtenus auprès du distributeur, il a été décidé d'opter pour les prix moyens de Statistique Canada qui permettent de dresser un portrait général des différents prix auxquels font face les consommateurs.

Quant aux prix de l'électricité, les prix moyens par secteur sont disponibles dans les rapports annuels d'Hydro-Québec. Malheureusement, ces prix ne sont disponibles que sur une base annuelle, les prix sectoriels n'étant pas disponibles dans les rapports trimestriels de l'entreprise. Les prix sectoriels trimestriels sont obtenus en utilisant différentes séries témoins. Dans le cas du marché résidentiel, l'évolution trimestrielle de la composante électricité de l'indice des prix à la consommation, tel qu'elle est obtenue à partir du tableau CANSIM 326-0020 *Indice des prix à la consommation (IPC), panier 2005* permet de recréer les variations des prix trimestriels à partir des prix annuels. En ce qui concerne le secteur affaires, la série témoin utilisée est l'indice du prix de l'énergie électrique de moins de 5000 kW provenant du tableau CANSIM 329-0050 *Indices des prix de vente de l'énergie électrique (non résidentiel)*.

Pour ce qui est du prix du mazout, les données du tableau CANSIM 326-0009

Prix de détail moyens, essence et mazout, selon le centre urbain sont utilisées. En fait, le prix retenu est une moyenne arithmétique des prix du mazout de chauffage domestique pour les centres urbains de Québec et de Montréal. Les prix obtenus à partir de ce tableau sont des prix mensuels. Cependant, ils ne sont disponibles que depuis 1990. L'évolution de cette variable avant 1990 est obtenue en utilisant l'évolution de la composante mazout et autres combustibles tirée du tableau CANSIM 326-0020 *Indices des prix à la consommation (IPC), panier 2005*. Étant donné que les prix des différents types de mazout suivent généralement des variations similaires, le même prix est utilisé autant dans le secteur résidentiel que dans le secteur affaires.

Les prix des différentes formes d'énergie sont convertis en dollars par gigajoules en utilisant les mêmes coefficients de conversion énergétique qui ont été utilisés pour convertir les consommations en une unité commune.

Les figures 3.5 à 3.8 permettent de visualiser l'évolution des prix des trois formes d'énergie qui sont nécessaires à l'estimation des modèles proposés. Les évolutions trimestrielles et annuelles sont tracées pour chacun des marchés étudiés.

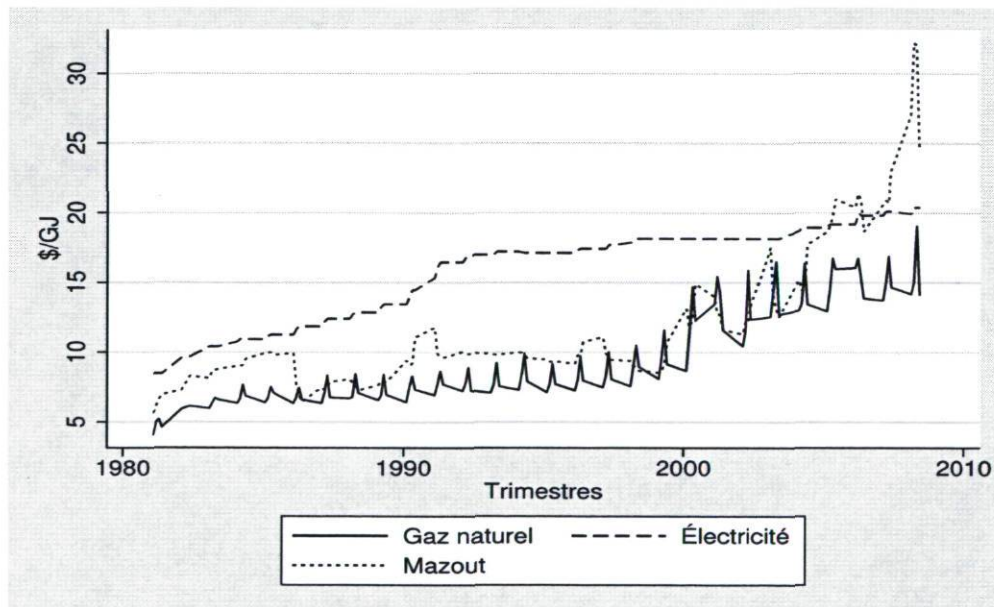


FIGURE 3.5 – Prix trimestriels dans le secteur résidentiel

Dans la plupart des cas, l'électricité est plus coûteuse que le gaz naturel et le mazout. Cette observation semble mal expliquer l'importance relative de cette énergie dans les deux secteurs. Il faut toutefois remarquer que les prix utilisés ici ne considèrent pas les coûts fixes devant être encourus pour consommer l'énergie. Or, ces coûts fixes sont généralement plus élevés pour le gaz naturel et pour le mazout que pour l'électricité

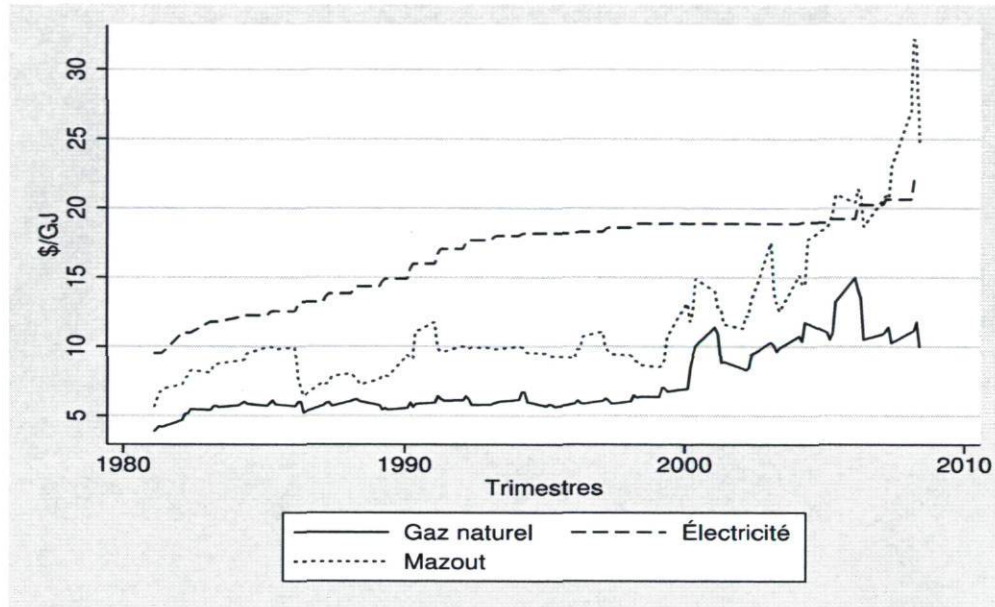


FIGURE 3.6 – Prix trimestriels dans le secteur affaires

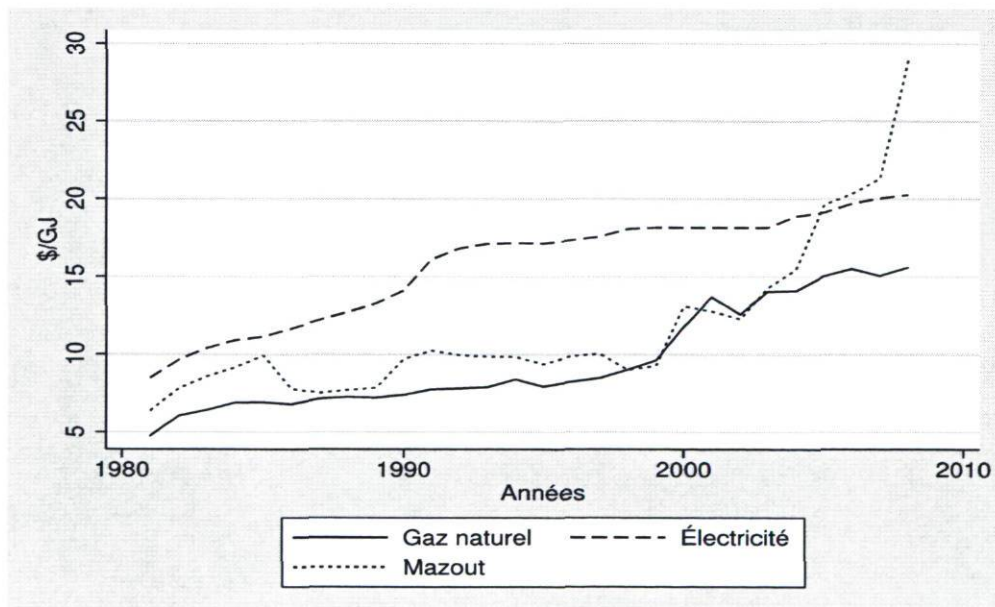


FIGURE 3.7 – Prix annuels dans le secteur résidentiel

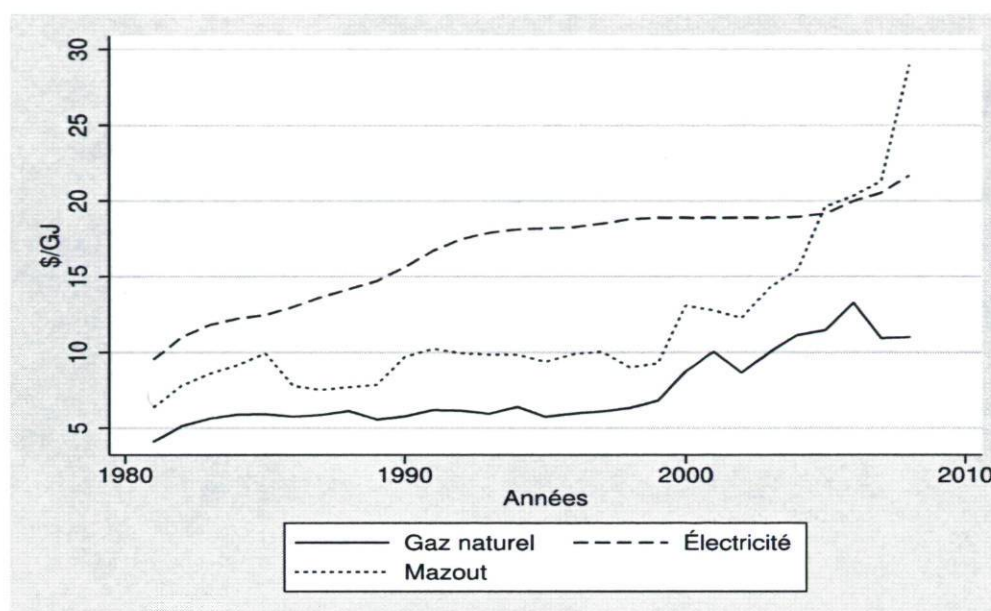


FIGURE 3.8 – Prix annuels dans le secteur affaires

(une fournaise étant plus dispendieuse qu'une plinthe électrique, par exemple). Leur prise en compte permettrait probablement de mieux concilier ces prix et l'importance relative des consommations.

Ces graphiques mettent aussi en évidence un constat ayant été décrit plus tôt, soit la tendance récente du prix du gaz naturel et du prix du mazout à ne plus se suivre aussi étroitement qu'avant. En effet, les années 2007 et 2008 ont été marquées par un prix du mazout beaucoup plus volatil que celui du gaz naturel, autant dans le secteur résidentiel que dans le secteur affaires. Un autre élément qui doit être souligné est que le prix du gaz naturel semble également être affecté par une tendance saisonnière. Ces variations cycliques s'expliquent par la demande accrue de gaz naturel au cours des mois d'hiver, mais également par les procédures de stockage utilisées par les distributeurs de gaz naturel afin d'assurer un approvisionnement continu au cours de la saison froide. Tandis que l'achat de quantités supplémentaires de gaz naturel à l'automne pour assurer un stock durant l'hiver exerce une pression à la hausse sur les prix, l'écoulement des stocks restants au printemps contribue à la réduction de ces mêmes prix.

3.3 Données économiques

Trois indicateurs traditionnels de l'environnement économique du Québec sont nécessaires à l'estimation du modèle : l'indice des prix à la consommation (IPC), le revenu personnel et le produit intérieur brut (PIB).

Un historique de l'IPC est fourni par un tableau qui a déjà été mentionné plus haut, soit le tableau CANSIM 326-0020 *Indices des prix à la consommation (IPC), panier 2005*. L'évolution de l'IPC de l'ensemble des biens est considérée. Les données sont disponibles sur une base mensuelle.

L'historique trimestriel du revenu personnel ainsi que celui du PIB aux prix du marché selon les dépenses ont été obtenus à partir de la Banque de données des statistiques officielles sur le Québec de l'Institut de la Statistique du Québec. L'évolution trimestrielle de ces données n'est publiée par Statistique Canada qu'à l'échelle nationale, les données relatives aux provinces étant publiées sur une base annuelle.

3.4 Données climatiques

Les degrés-jours de chauffage représentent la seule variable de nature climatique nécessaire à l'estimation du modèle. Gaz Métro détient un historique quotidien considérable de cette mesure climatique pour quelques villes de la province de Québec, soit Montréal, Québec, Trois-Rivières, Sherbrooke, Bagotville et Val-d'Or. Une approximation pertinente des degrés-jours de chauffage à l'échelle provinciale est obtenue en calculant une moyenne des degrés-jours de chauffage de chacune de ces villes pondérée en fonction des parts approximatives que représentent ces villes dans la consommation de gaz naturel au Québec.

C'est à partir de ces données trimestrielles et de leur agrégation annuelle que les modèles présentés ont été estimés.

Chapitre 4

Estimation des modèles et résultats économétriques

Cette section vise à présenter les résultats qui ont été obtenus à partir des 36 modèles qui ont été estimés (soit les modèles de base de chacune des trois catégories présentées plus haut, auxquels ont été incorporées les différentes variantes suggérées). Chacun de ces modèles a été estimé en utilisant les données trimestrielles et les données annuelles tant pour le secteur résidentiel que pour le secteur affaires¹. L'estimation des modèles à partir des données trimestrielles est associée à deux légères modifications qui doivent être intégrées aux équations des modèles telles qu'elles sont écrites plus haut.

Premièrement, il a été décidé d'appliquer un retard de quatre périodes sur les variables dépendantes retardées plutôt que d'une seule période. Ainsi, la consommation de chaque trimestre s'explique par la consommation du même trimestre de l'année précédente plutôt que par celle du trimestre précédant immédiatement le trimestre considéré. Deuxièmement, l'utilisation de données trimestrielles nécessite l'ajout de variables dichotomiques à l'ensemble des variables explicatives afin de contrôler l'effet saisonnier des données.

1. Exception faite des modèles dans lesquels un effet de retard de quatre périodes a été appliqué sur les prix. Un tel retard n'a pas été appliqué aux données annuelles.

4.1 Méthodes d'estimation utilisées

Différentes techniques d'estimation ont été appliquées selon la catégorie de modèles considérée. Pour la première catégorie, étant donné la corrélation possible entre les termes d'erreur des équations des parts des différentes formes d'énergie, l'approche des régressions apparemment indépendantes (*seemingly unrelated regressions*) est privilégiée. Cette technique d'estimation est utilisée par ARSENAULT *et al.* (1995), BERNARD *et al.* (2007a), BERNARD *et al.* (2007b) ainsi que par BEIERLEIN, DUNN et MCCONNON (1981). Tandis qu'ARSENAULT *et al.* (1995) appliquent la méthode des moindres carrés généralisés (MCG) telle qu'elle est présentée par ZELLNER (1962), BERNARD *et al.* (2007a) et BERNARD *et al.* (2007b) font appel au maximum de vraisemblance. Dans le cas présent, une version itérative des MCG est utilisée. Selon SRIVASTAVA et DWIVEDI (1979), les estimateurs obtenus à partir de cette méthode itérative sont asymptotiquement équivalents aux estimateurs du maximum de vraisemblance.

L'équation de la consommation totale d'énergie des modèles de la première catégorie, de même que les équations des modèles de la deuxième et de la troisième catégorie, sont non linéaires en paramètres. Étant donné que le modèle d'ARSENAULT *et al.* (1995) n'inclut pas la correction de l'effet non permanent de la température, ces auteurs estiment l'équation de la consommation totale en utilisant les moindres carrés ordinaires. Or, l'introduction de cette correction rend le modèle non linéaire et c'est pour cette raison que BERNARD *et al.* (2007a) et BERNARD *et al.* (2007b) estiment cette équation par des techniques de maximum de vraisemblance.

Ces équations s'estiment facilement par technique de balayage (ou *gridsearch*). Pour différentes valeurs de ρ (par exemple de -0.5 à 1.5), les autres paramètres sont estimés en minimisant la somme des résidus au carré. L'ensemble des paramètres retenus sont ceux qui maximisent la valeur de la vraisemblance concentrée. Étant donné le faible nombre d'observations (surtout pour les données annuelles), la matrice de variance-covariance des paramètres estimés est obtenue à partir de l'estimateur sandwich de WHITE (1982). Enfin, conformément à la mise en garde de DAVIDSON et MACKINNON (1993), l'estimateur du maximum de vraisemblance de la variance du terme d'erreur ($\hat{\sigma}_{MV}^2$) est donné par

$$\hat{\sigma}_{MV}^2 = (n - k)^{-1} SSR(\hat{\beta})$$

plutôt que par

$$\hat{\sigma}_{MV}^2 = (n)^{-1} SSR(\hat{\beta})$$

où $SSR(\hat{\beta})$ est la somme des résidus au carré, n est le nombre d'observations et k est le nombre de paramètres à estimer.

4.2 Résultats économétriques

Chacun des tableaux de résultats qui ont été compilés peut être divisé en deux parties. Dans la première partie, la valeur des paramètres estimés ainsi que leurs statistiques de Student sont rapportées.

Une deuxième partie offre une mesure des erreurs de prévision *intra*-échantillon et *hors*-échantillon du modèle. Parmi les différentes mesures qui auraient pu être choisies, il a été décidé de rapporter les erreurs de prévision en valeurs absolues exprimées en pourcentage de la consommation réelle (*absolute percentage error* ou APE). Les valeurs moyennes, minimales et maximales de ces mesures sont rapportées.

Une raison expliquant ce choix de mesure est que, selon ARMSTRONG et COLLOPY (1992), l'utilisation de la valeur moyenne des APE possède certains avantages comparativement à d'autres mesures d'erreurs de prévision (dont le *root mean squared error* ou RMSE). Les auteurs soulignent que son écriture en pourcentage la rend indépendante des unités de mesure utilisées. De plus, cette mesure est assez facile à interpréter. Un des désavantages de l'APE est que sa valeur est limitée à 100% dans le cas des sous-estimations, tandis qu'il n'y a pas de limite aux erreurs de surestimation². Ce désavantage ne s'applique pas à la présente analyse étant donné que toutes les APE qui ont été calculées sont inférieures à 100%. Enfin, il importe de souligner qu'ARMSTRONG et COLLOPY (1992) recommandent d'utiliser la valeur médiane de l'APE. Or, il a été décidé de ne pas utiliser cette mesure puisqu'elle tend à sous-estimer l'effet des grands écarts entre les prévisions et les données réelles.

Les prévisions hors-échantillon ont été incluses dans l'analyse parce que rien ne garantit que la capacité d'un modèle à répliquer convenablement les données à l'intérieur d'un échantillon assure que ce même modèle soit en mesure de prévoir correctement les observations à l'extérieur de cet échantillon. ARSENAULT *et al.* (1995) soulignent qu'ils préfèrent ne pas effectuer un tel test étant donné la taille limitée de leur échantillon (28 observations). Toutefois, puisque d'autres auteurs argumentent en faveur de l'évaluation des prévisions hors-échantillon dans un contexte de demande d'énergie (BALTAGI, BRESSON et PIROTTE, 2002) et puisque l'utilisation de données trimestrielles permet d'accroître considérablement la taille de l'échantillon utilisé, il a été décidé de calculer ce type de prévisions.

2. Par exemple, il serait possible de surestimer la consommation réelle de 150%. Cependant, puisque la consommation d'énergie ne peut pas être négative dans le contexte actuel, la plus petite consommation pouvant être prédite est 0. Une telle prédiction serait associée à une erreur de 100%, peu importe la consommation réelle, tant qu'elle est différente de 0.

Ces prévisions ont été obtenues à partir d'un processus de prévisions récursives (*one step ahead*). Pour un modèle donné, les paramètres sont estimés à partir d'un sous-échantillon formé par les observations de 1981 à 2003. La consommation de 2004 est prédite à partir des valeurs des variables explicatives de 2004, de la véritable consommation de 2003 et des coefficients estimés. Ensuite, les paramètres sont estimés à nouveau en utilisant les observations de 1981 à 2004. Ces nouveaux paramètres, combinés aux variables explicatives de 2005 et à la consommation réelle de 2004 permettent d'obtenir la consommation prédite de 2005. Le processus est répété jusqu'en 2008.

La deuxième partie des tableaux contient également des mesures relatives aux erreurs associées à des prévisions annuelles calculées à partir des prévisions trimestrielles. Comme l'indiquent les tableaux de résultats, les APE moyennes des prévisions trimestrielles sont généralement plus élevées que les APE moyennes des prévisions annuelles. Or, il a été remarqué qu'en agrégeant les prévisions trimestrielles pour former des prévisions annuelles, les APE moyennes des prévisions ainsi construites sont comparables aux APE moyennes des prévisions obtenues à partir des données annuelles.

Deux raisons expliquent ce résultat. Premièrement, il est probable que les sous-prévisions et les surprévisions trimestrielles s'annulent partiellement au cours d'une année.

Deuxièmement, les erreurs de prévision des différents trimestres n'affectent pas les prévisions annuelles de la même façon. En effet, une grande erreur de prévision dans la consommation d'énergie pour un trimestre représentant une faible partie de la consommation annuelle n'est pas aussi néfaste qu'une importante erreur de prévision au cours du premier ou du quatrième trimestre, lesquels correspondent aux mois d'hiver. En d'autres mots, il importe davantage que le modèle prévoit assez bien les trimestres pendant lesquels la consommation de gaz naturel est plus importante.

Le tableau 4.1 représente les APE moyennes de la consommation de gaz naturel des trimestres II et III ainsi que celles des trimestres I et IV qui sont associées aux prévisions hors-échantillon calculées à partir des données trimestrielles. Ces mesures sont rapportées pour l'ensemble des modèles estimés dans chacun des deux secteurs d'intérêt. Dans la quasi-totalité des cas, les APE moyennes des mois d'hiver (trimestres I et IV) sont inférieures à celles des autres mois (trimestres II et III). Cette observation suggère que, en général, les modèles prévoient relativement mieux la consommation des trimestres pendant lesquels la consommation d'énergie est plus importante. Il est donc tout à fait normal que les prévisions annuelles construites à partir des prévisions trimestrielles soient associées à des mesures d'erreur de prévision plus faibles que les prévisions trimestrielles elles-mêmes.

TABLE 4.1 – APE moyennes selon les trimestres

	Catégorie 1				Catégorie 2				Catégorie 3			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	II et III	I et IV	II et III	I et IV	II et III	I et IV	II et III	I et IV	II et III	I et IV	II et III	I et IV
Base	12.92	8.78	15.24	6.01	14.18	7.76	14.69	6.53	8.43	6.40	12.79	6.17
Retard 1 période	7.50	8.12	11.84	6.14	10.13	6.90	13.10	5.57	9.07	6.34	12.77	5.72
Retard 4 périodes	7.36	7.73	12.44	6.79	9.45	7.59	12.25	6.83	8.30	6.52	11.76	6.25
Décomposition 1	17.15	8.46	15.09	6.12	14.35	7.80	15.00	6.50	9.67	6.55	13.07	6.22
Décomposition 2	13.09	8.52	14.65	8.05	12.15	7.38	13.54	6.57	9.81	6.56	12.29	5.64
Décomposition 3	12.16	8.09	14.98	7.93	12.09	7.20	13.20	6.31	9.28	6.22	12.80	6.17
Décomposition 1, retard 1	8.86	7.72	11.88	6.22	9.98	6.78	13.33	5.64	9.60	6.31	13.22	5.72
Décomposition 2, retard 1	9.60	8.19	12.88	7.44	9.66	6.58	12.09	5.48	9.95	6.58	12.07	5.81
Décomposition 3, retard 1	9.51	7.92	14.22	7.63	9.90	6.78	12.12	5.54	9.45	6.23	12.78	6.23
Décomposition 1, retard 4	11.61	8.56	12.55	6.77	9.64	7.54	12.42	7.02	9.40	7.37	14.13	6.66
Décomposition 2, retard 4	9.94	8.58	13.76	7.25	9.24	6.90	12.00	5.64	10.22	6.59	13.82	6.89
Décomposition 3, retard 4	9.06	8.12	14.45	7.55	9.40	6.86	12.37	5.62	9.56	6.29	12.85	6.37

Une alternative envisageable aurait été de construire une moyenne des erreurs de prévision trimestrielles en pondérant chaque erreur selon l'importance relative du trimestre. Or, la construction de prévisions annuelles à partir des prévisions trimestrielles permet une comparaison plus directe entre les modèles estimés à partir des données trimestrielles et ceux estimés à partir des données annuelles.

Il importe aussi de noter qu'ARSENAULT *et al.* (1995) ont évalué les propriétés prévisionnistes de leur modèle en utilisant la méthode de décomposition des erreurs de prévision de THEIL (1966). Cette décomposition avait été envisagée dans le cadre du présent travail, mais elle a été mise de côté en cours de route : elle ne permettait pas de comparer adéquatement les modèles entre eux. En effet, cette méthode sert à déterminer si les erreurs de prévision d'un modèle sont affectées par un biais quelconque ou si elles sont purement aléatoires. Pour tous les modèles pour lesquels cette décomposition a été calculée, les erreurs de prévision étaient purement aléatoires. Sur la base de ce critère, ceci revenait à attribuer les mêmes propriétés prévisionnistes à l'ensemble des modèles. Clairement, la comparaison des propriétés prévisionnistes hors-échantillon est une meilleure façon de comparer des modèles entre eux.

Étant donné la grande quantité de modèles ayant été estimés, les résultats détaillés de seulement quelques-uns des modèles sont inclus dans ce texte. Les modèles sélectionnés sont les modèles de base de chacune des trois grandes catégories de modèles (voir les tableaux 4.2, 4.3 et 4.4). Les modèles de base correspondent aux modèles dont les variables de prix n'ont pas été décomposées et sur lesquelles aucun effet de retard n'a été appliqué. Toutefois, les résultats détaillés de chacun des modèles estimés sont rapportés en annexe.

4.3 Comparaison avec les résultats d'Arsenault *et al.* (1995)

Puisque le modèle d'ARSENAULT *et al.* (1995) constitue le point de départ du présent travail, il est approprié de comparer les résultats avancés par ces auteurs aux estimations qui ont été obtenues en appliquant ce modèle (lequel correspond au modèle de base de la première catégorie de modèles estimés, tableau 4.2) aux données annuelles.

Le premier constat qui mérite d'être formulé est que, tout comme pour ARSENAULT *et al.* (1995), tous les coefficients estimés affichent des signes conformes à la théorie économique, autant dans les équations des parts que dans l'équation de la consommation

TABLE 4.2 – Catégorie 1, modèle de base

ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE								
Variables	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}
Constante	0.0087 (2.22)	0.1427 (8.48)	0.0619 (5.71)	0.1511 (8.97)	0.0098 (2.32)	0.1193 (5.87)	0.0522 (4.02)	0.1398 (6.34)
Part retardée	0.8197 (35.09)	0.8197 (35.09)	0.7548 (29.24)	0.7548 (29.24)	0.8561 (29.85)	0.8561 (29.85)	0.7869 (22.31)	0.7869 (22.31)
Prix relatif de l'électricité	0.0040 (0.87)	-0.0223 (-2.53)	0.0055 (0.71)	-0.0080 (-0.88)	0.0039 (0.75)	-0.0264 (-2.45)	0.0084 (0.99)	-0.0144 (-1.44)
Prix relatif du gaz naturel	-0.0204 (-2.84)	0.0040 (0.87)	-0.0246 (-2.00)	0.0055 (0.71)	-0.0128 (-1.49)	0.0039 (0.75)	-0.0211 (-1.36)	0.0084 (0.99)
Trimestre 1	0.0046 (1.75)	-0.0093 (-1.55)	0.0197 (3.89)	-0.0164 (-2.71)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0049 (1.92)	0.0058 (0.94)	-0.0085 (-1.78)	0.0126 (2.11)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0033 (-1.10)	0.0181 (2.75)	-0.0364 (-6.27)	0.0415 (5.78)	—	—	—	—

DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	5.4857 (3.96)	1.3273 (4.51)	4.8302 (4.46)	0.9671 (1.74)
Demande totale retardée	0.30 (2.75)	0.53 (9.61)	0.26 (2.48)	0.59 (5.77)
Prix réel de l'énergie	-0.2361 (-1.53)	-0.5574 (-4.78)	-0.1135 (-0.73)	-0.6365 (-4.79)
Revenu personnel réel	0.3006 (4.93)	—	0.2766 (6.77)	—
PIB réel	—	0.4143 (7.58)	—	0.3488 (4.22)
Degrés-jours de chauffage	0.0331 (1.25)	0.0527 (2.43)	0.4270 (7.80)	0.2069 (4.53)
Trimestre 1	0.2182 (5.70)	0.0886 (5.04)	—	—
Trimestre 2	-0.2938 (-5.50)	-0.0779 (-3.73)	—	—
Trimestre 3	-0.4843 (-5.02)	-0.0644 (-1.47)	—	—

Catégorie 1, modèle de base

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle			
	Trim	Ann	Trim	Ann	Trim	Ann	Trim	Ann	Trim	Ann	Trim	Ann
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
MeanAPE Total	4.52	3.34	1.70	1.66	3.49	3.00	2.36	0.95	3.07	1.81		
MinAPE Total	0.07	0.07	0.08	0.02	0.61	0.04	1.08	0.20	0.67	0.02		
MaxAPE Total	21.93	18.69	4.95	7.92	8.01	8.19	4.05	1.90	5.62	5.10		
MeanAPE Gaz naturel	9.36	6.72	5.02	2.53	10.85	10.63	6.85	4.40	8.72	4.73		
MinAPE Gaz naturel	0.05	0.04	0.16	0.19	0.23	0.82	3.13	0.11	1.75	2.03		
MaxAPE Gaz naturel	37.29	32.45	12.08	6.06	24.64	39.65	12.77	8.40	17.37	8.26		
MeanAPE Électricité	4.01	3.08	2.01	1.94	2.69	2.50	2.56	2.05	2.04	1.92		
MinAPE Électricité	0.02	0.10	0.04	0.00	0.07	0.01	1.06	0.70	0.94	0.31		
MaxAPE Électricité	34.51	13.43	7.13	5.32	8.87	7.21	6.05	5.87	4.01	4.64		
MeanAPE Mazout	10.08	14.64	5.13	8.63	10.11	7.05	7.24	8.06	11.46	5.63		
MinAPE Mazout	0.07	0.13	0.09	0.07	0.44	1.35	2.10	2.44	2.38	0.48		
MaxAPE Mazout	56.82	74.58	10.59	53.76	25.50	17.87	14.98	13.87	22.23	9.10		

%

TABLE 4.3 – Catégorie 2, modèle de base

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel	Affaires				
Constante	2.9565	0.5166	2.8765	0.4931						
	(3.34)	(1.23)	(3.17)	(0.90)						
Demande totale retardée	0.58	0.71	0.36	0.78						
	(7.17)	(14.29)	(1.79)	(11.59)						
Prix relatif de l'électricité	0.0457	0.0919	0.0585	0.0750						
	(0.79)	(1.59)	(0.92)	(1.44)						
Prix relatif du gaz naturel	-0.1958	-0.0948	-0.0347	-0.0403						
	(-2.13)	(-1.39)	(-0.31)	(-0.72)						
Revenu personnel réel	0.0666	—	0.1988	—						
	(0.78)		(1.56)							
PIB réel	—	0.3173	—	0.1940						
		(2.89)		(1.20)						
Degrés-jours de chauffage	0.0949	0.1200	0.4599	0.3850						
	(2.14)	(2.76)	(3.30)	(5.69)						
Trimestre 1	0.2235	0.1365	—	—						
	(4.29)	(3.81)								
Trimestre 2	-0.0678	-0.0658	—	—						
	(-1.54)	(-2.02)								
Trimestre 3	-0.4427	-0.1991	—	—						
	(-3.68)	(-2.63)								

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.74	6.85	4.48	2.42	10.97	10.61	7.57	4.10	8.29	5.32
MinAPE	0.02	0.03	0.73	0.14	0.92	0.33	5.81	0.43	0.55	1.54
MaxAPE	35.71	26.30	12.67	5.45	27.87	31.28	10.45	6.97	13.96	8.26

TABLE 4.4 – Catégorie 3, modèle de base

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires		Somme annuelle	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
Constante	3.0036		0.3727		2.6323		0.5896			
	(2.91)		(0.80)		(2.61)		(0.98)			
Demande totale retardée	0.56		0.71		0.39		0.80			
	(6.82)		(13.90)		(2.48)		(11.73)			
Prix réel du gaz naturel	-0.0464		-0.1051		-0.0622		-0.0682			
	(-0.59)		(-1.51)		(-0.73)		(-1.09)			
Revenu personnel réel	0.0753		—		0.1952		—			
	(0.80)				(1.56)					
PIB réel	—		0.3112		—		0.1357			
			(2.89)				(0.86)			
Degrés-jours de chauffage	0.1002		0.1203		0.4522		0.3799			
	(2.27)		(2.76)		(3.46)		(5.90)			
Trimestre 1	0.2452		0.1360		—		—			
	(4.59)		(3.60)							
Trimestre 2	-0.0749		-0.0649		—		—			
	(-1.65)		(-2.02)							
Trimestre 3	-0.4840		-0.1980		—		—			
	(-4.02)		(-2.65)							
ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
%	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
MeanAPE	8.81	6.85	4.55	2.43	7.41	9.48	3.87	2.67	3.49	3.54
MinAPE	0.03	0.00	0.28	0.08	0.12	1.20	0.91	0.47	0.40	0.42
MaxAPE	35.36	26.57	12.56	6.34	16.86	28.73	6.32	5.09	8.59	6.35

totale.

Par ailleurs, les coefficients des parts retardées sont associés à des statistiques de Student très élevées, ce qui semble confirmer la pertinence de recourir à une approche dynamique. Ces coefficients sont assez près de l'unité, quoique légèrement inférieurs à ceux qu'obtiennent ARSENAULT *et al.* (1995) (lesquels sont tous supérieurs à 0.9).

Tout comme ce qui a été observé par ARSENAULT *et al.* (1995), la consommation retardée a un effet significatif sur la consommation totale, bien que cette variable affiche des statistiques de Student de beaucoup inférieures à celles des équations des parts. Il est intéressant de noter que les estimations des coefficients des consommations totales retardées obtenues pour le modèle de base de la première catégorie suggèrent une plus grande léthargie dans le secteur affaires que dans le secteur résidentiel. L'inverse est observé par ARSENAULT *et al.* (1995).

Enfin, les statistiques rapportées dans le tableau 4.2 suggèrent que les différentes variables de prix ont un effet moins significatif sur les équations des parts et sur la consommation totale d'énergie, comparativement à ce qui a été obtenu par ARSENAULT *et al.* (1995). Toutefois, les variables associées aux variables de revenu et aux degrés-jours de chauffage qui ont été estimés dans le modèle de base de la première catégorie sont associés à des niveaux de significativité plus élevés que ceux d'ARSENAULT *et al.* (1995).

Les estimations calculées à partir des données trimestrielles affichent sensiblement les mêmes caractéristiques que les estimations découlant des données annuelles à une seule différence près : l'effet des degrés-jours de chauffage sur la consommation totale n'est pas significativement différent de 0 dans le secteur résidentiel.

Comme il a été mentionné en introduction, l'analyse des propriétés prévisionnistes proposée par ARSENAULT *et al.* (1995) s'intéresse seulement aux prévisions intra-échantillon de la consommation totale d'énergie. Étant donné que la présente étude vise davantage à prévoir la consommation d'une des formes d'énergie qui composent cette consommation totale, il importe de vérifier si les bonnes propriétés prévisionnistes de la consommation totale du modèle d'ARSENAULT *et al.* (1995) se transmettent également à chacune des formes d'énergie considérées.

En observant les erreurs de prévision intra-échantillon calculées à partir des données annuelles, il semble effectivement que le modèle de base de la catégorie 1 parvienne à prédire correctement la consommation totale (APE moyennes de 1.70% dans le secteur résidentiel et de 1.66% dans le secteur affaires). Étant donné l'importance relative de

l'électricité dans chacun des marchés considérés, il n'est pas surprenant que les erreurs de prévision intra-échantillon de la consommation d'électricité soient semblables à celles de la consommation totale (APE moyennes de 2.01% dans le secteur résidentiel et de 1.94% dans le secteur affaires). Cependant, les erreurs de prévision intra-échantillon sont plus importantes dans le cas des formes d'énergie plus marginales comme le gaz naturel (APE moyennes de 5.02% dans le secteur résidentiel et de 2.53% dans le secteur affaires) et le mazout (APE moyennes de 5.13% dans le secteur résidentiel et de 8.03% dans le secteur affaires). De façon générale, les prévisions intra-échantillon du modèle reflètent mieux la consommation du marché affaires que celle du marché résidentiel, à l'exception du mazout (qui est associé à une APE maximale de plus de 50% dans le secteur affaires).

Les mêmes constats peuvent être formulés à l'endroit des erreurs moyennes de prévision hors-échantillon, tant celles qui sont obtenues à partir des données annuelles que celles qui sont calculées à partir des données trimestrielles. En effet, les prévisions hors-échantillon de la consommation totale et de la consommation d'électricité se rapprochent davantage des consommations réelles comparativement au gaz naturel et au mazout. De plus, il ressort que, dans la plupart des cas, les erreurs moyennes des prévisions hors-échantillon sont plus élevées que dans le cas des prévisions intra-échantillon.

4.4 Comparaison des trois modèles de base

Diverses raisons ont été énumérées pour justifier l'estimation de modèles différents de celui proposé par ARSENAULT *et al.* (1995). Avant de s'intéresser à l'impact qu'ont pu avoir l'application des effets de retard sur les variables de prix ainsi que leurs décompositions, il est important de déterminer si les modèles de base des trois grandes spécifications générales sont associés à des propriétés semblables en termes de signes des coefficients, de leur significativité et des valeurs moyennes des erreurs de prévision. Ceci revient à vérifier si la simplification du modèle initial modifie les résultats obtenus.

En ce qui concerne le modèle de base de la deuxième catégorie de modèles estimés, tous les coefficients affichent des signes conformes à la théorie économique, autant pour les données annuelles que pour les données trimestrielles. Tout comme il a été remarqué dans le modèle de base de la première catégorie, tandis que les coefficients des variables de prix sont souvent associés à un faible niveau de significativité, l'effet des degrés-jours de chauffage est généralement significatif, au moins au seuil de 95%.

Toutefois, il existe deux principales différences entre les estimations du modèle de

base de la catégorie 1 et celui de la catégorie 2. D'abord, comparativement au premier modèle, les variables de revenu du deuxième modèle n'ont pas un effet aussi significatif sur la consommation de gaz naturel. Ensuite, l'effet de la consommation retardée d'un an n'est pas significativement différent de 0, lorsque la consommation annuelle de gaz naturel est estimée dans le secteur résidentiel. Par contre, les statistiques de Student des autres coefficients de la variable dépendante retardée (soit ceux de l'estimation de la consommation du marché affaires à partir des données annuelles et les estimations des deux secteurs à partir des données trimestrielles) sont toutes assez élevées.

Malgré ces quelques différences, le modèle de base de la catégorie 2 est associé à des prévisions intra-échantillon et hors-échantillon qui sont comparables à celles du modèle de base de la première catégorie.

Les résultats obtenus à partir du modèle de base de la catégorie 3 sont assez similaires à ceux qui découlent de l'estimation du même modèle appartenant à la catégorie 2. En effet, tous les coefficients affichent les signes attendus. Les variables de prix ont généralement un effet peu significatif sur la consommation de gaz naturel (bien que cette catégorie de modèle ignore le prix des énergies substituables au gaz naturel) et l'effet des degrés-jours de chauffage est significativement différent de 0. Par ailleurs, tous les coefficients des consommations retardées, incluant celui estimé pour le marché résidentiel à partir des données annuelles, sont significatifs au seuil de 95%.

La grande différence qui est observable entre les résultats du modèle de base de la troisième catégorie et ceux des deux premières catégories réside au niveau des moyennes des erreurs de prévision hors-échantillon. En effet, tandis que les APE annuelles moyennes intra-échantillon sont comparables à celles des deux premiers modèles, les APE moyennes hors-échantillon (à la fois celles qui sont construites à partir des prévisions trimestrielles et celles qui découlent directement de l'analyse des données annuelles) sont considérablement inférieures à celles des autres modèles. En particulier, les erreurs de prévision hors-échantillon du secteur résidentiel dans ce dernier modèle correspondent pratiquement à la moitié de celles des deux premiers modèles.

4.5 Analyse de l'effet de la modification des variables de prix

Différentes versions de chacun des modèles de base ont été estimées. Comme il a été souligné plus haut, il peut être intéressant de vérifier comment l'application d'un effet

de retard sur les prix ainsi que la décomposition des variations de ces variables affectent les résultats obtenus.

Sans nécessairement discuter des résultats associés à chacun des modèles estimés, la comparaison des modèles de base aux modèles incorporant les variantes proposées pour chacune des catégories permet de mettre en évidence certaines conclusions générales.

Dans un premier temps, la comparaison des différents tableaux de résultats permet de déterminer de quelle manière les variantes proposées affectent les signes des coefficients estimés. À ce chapitre, il convient de rappeler que les modèles de base de chacune des catégories sont associés à des signes conformes à la théorie économique.

Lorsque ces modèles de base sont comparés aux estimations obtenues après avoir appliqué un retard d'une période (pour les données trimestrielles et les données annuelles) ou de quatre périodes (données trimestrielles seulement), il semble que l'adéquation des signes soit conservée. En d'autres mots, tous les modèles pour lesquels un effet de retard a été appliqué aux prix (sans décomposer les variations dans les prix) affichent des coefficients estimés ayant les signes attendus.

Cependant, il est relativement difficile de déterminer si l'introduction d'un effet de retard sur les variables de prix contribue à accroître ou à réduire la significativité de l'effet de ces variables. De fait, dans certains cas, l'application de l'effet de retard accroît la valeur absolue des statistiques de Student des coefficients des variables de prix, tandis que dans d'autres cas, cette valeur diminue.

En ce qui concerne l'impact des décompositions des prix sur les signes des coefficients estimés, l'effet est plus drastique. Dans la plupart des cas, les trois différentes décompositions proposées engendrent des signes douteux. Souvent, les coefficients des variables de prix estimés suggèrent que l'augmentation du prix d'une forme d'énergie donnée soit accompagnée d'un accroissement de sa consommation. De plus, dans certains modèles des catégories 2 et 3, les estimations suggèrent qu'un revenu personnel plus élevé réduit la consommation d'énergie³. De surcroît, dans un cas en particulier (le modèle de la catégorie 1 auquel la première décomposition des prix est appliquée), la décomposition des prix rend négatif le coefficient de la consommation totale retardée

3. Il pourrait exister une explication économique à cette observation. En fait, de tels résultats pourraient être justifiés en soulignant que des revenus plus élevés peuvent être accompagnés d'investissements en capital plus efficace d'un point de vue énergétique. Cependant, il est plutôt difficile d'expliquer pourquoi cette tendance n'est pas observée dans le marché affaires. Par ailleurs, des revenus personnels plus élevés pourraient aussi entraîner des dépenses en biens de consommation qui utilisent une quantité importante d'énergie (les piscines chauffées, par exemple), ce qui plaiderait en faveur d'une relation positive entre le revenu personnel et la consommation d'énergie.

estimé à partir des données annuelles issues du secteur résidentiel. Il importe tout de même de noter qu'il s'agit d'un cas isolé.

Dans un deuxième temps, conformément aux contributions visées par le présent travail, il peut être intéressant d'analyser la façon dont les différentes variantes affectent les propriétés prévisionnistes des modèles estimés. Une attention particulière est portée aux APE moyennes des prévisions annuelles intra-échantillon et hors-échantillon ainsi qu'aux APE moyennes annuelles construites à partir des prévisions trimestrielles. Pour chaque catégorie, les modèles incorporant la variante d'intérêt sont comparés au modèle de base.

Au sujet de l'effet de retard sur les variables de prix, l'introduction d'un retard d'une période dans le modèle de base de la deuxième catégorie permet de réduire toutes les APE moyennes considérées. Qui plus est, l'application d'un effet de retard de quatre périodes sur les prix du modèle de base de cette même catégorie permet de réduire la plupart des APE moyennes annuelles. Malheureusement, de telles conclusions ne peuvent pas être tirées pour les modèles de la première et de la troisième catégorie, pour lesquels l'application d'un effet de retard d'une période ou de quatre périodes sur les variables de prix réduit la valeur de certaines APE moyennes et en augmentent d'autres.

Un constat similaire peut être formulé concernant l'effet des décompositions des variables de prix sur les propriétés prévisionnistes. Tandis que les trois différentes décompositions des prix dans la deuxième catégorie permettent d'obtenir des APE moyennes annuelles inférieures à celles qui sont associées au modèle de base, l'effet de ces décompositions dans la première et la troisième catégorie est plus partagé.

Au final, il est difficile de déterminer si les deux types de modifications des variables de prix considérées, soit l'application d'un effet de retard et la décomposition de ces variables selon leurs mouvements à la hausse ou à la baisse, permettent d'améliorer les propriétés prévisionnistes des modèles étudiés. Il semble plutôt que leurs effets varient d'un modèle à l'autre.

Chapitre 5

Choix d'un modèle de prévision de la demande

La section précédente offrait une discussion générale des résultats économétriques obtenus. Bien que cette analyse ait permis de mettre en évidence les résultats relatifs à certaines contributions visées par le présent travail — dont l'estimation du modèle d'ARSENAULT *et al.* (1995) à partir de données plus récentes, l'évaluation de la capacité de ce modèle à prévoir les consommations des différentes formes d'énergie considérées ainsi que l'effet de l'introduction de certaines variantes sur les propriétés prévisionnistes des modèles estimés — il faut rappeler que l'objectif premier est d'en arriver à un modèle qui pourrait être utilisé afin de prévoir la consommation de gaz naturel au Québec.

À cette fin, des critères de choix doivent être fixés. Le premier critère qu'il a été décidé de retenir est que les signes des coefficients estimés soient conformes à la théorie économique. Malheureusement, il est possible que l'application de ce critère rejette des modèles ayant des mesures d'erreur de prévision plus satisfaisantes que d'autres modèles affichant des signes attendus. Or, ce critère est justifié par le désir d'obtenir un modèle facilement interprétable et capable de fournir des explications logiques quant aux variations dans la consommation d'énergie d'une période à l'autre. En effet, il serait généralement contre intuitif de justifier une augmentation de la consommation de gaz naturel par un accroissement du prix relatif ou réel de cette forme d'énergie, toutes choses étant égales par ailleurs. C'est pourtant ce que suggérerait un modèle de la consommation de gaz naturel dont les coefficients des prix de cette énergie seraient positifs.

Par ailleurs, afin de simplifier la sélection du modèle retenu, le même modèle devra être utilisé pour prévoir la consommation dans chacun des deux marchés considérés.

Ce critère peut paraître arbitraire. Toutefois, étant donné que le secteur résidentiel et le secteur affaires sont assez semblables à plusieurs niveaux, il serait difficilement justifiable d'utiliser un modèle dont les prix sont décomposés pour évaluer la consommation résidentielle et un modèle n'incorporant pas cette décomposition dans le secteur affaires. Évidemment, il est possible que le choix d'un modèle différent pour chacun des marchés permettrait d'obtenir des prévisions dont la somme des APE moyennes serait inférieure à celle obtenue en obligeant les deux marchés à utiliser le même modèle. Or, cette modélisation distincte des deux secteurs pourrait davantage relever d'un hasard statistique plutôt que d'une profonde différence entre les deux marchés.

Toutefois, afin que le critère des signes des coefficients ne soit pas trop restrictif, les modèles estimés à partir des données annuelles et ceux estimés à partir des données trimestrielles sont considérés séparément. En d'autres mots, il est possible d'obtenir des incohérences au niveau des signes pour un modèle estimé à partir des données trimestrielles, sans que ces incohérences ne soient nécessairement observables dans la version annuelle du même modèle. Le cas échéant, cette version annuelle serait conservée, tandis que la version trimestrielle serait rejetée.

Au final, l'élimination des modèles dont les coefficients estimés affichent des signes qui ne sont pas conformes à la théorie économique pour le marché résidentiel, pour le marché affaires ou pour chacun des deux marchés réduit le nombre de candidats à 7 modèles pouvant être estimés autant avec des données annuelles qu'avec des données trimestrielles, 6 pouvant être estimés à partir de données annuelles uniquement (parce que les données trimestrielles engendrent des incohérences) et 3 pouvant être estimés à partir de données trimestrielles seulement (pour ces trois modèles, la version annuelle n'a tout simplement pas été estimée étant donné qu'un retard de quatre périodes est appliqué aux variables de prix). Le tableau 5.1 résume quelques informations relatives aux candidats potentiels.

Les 23 candidats potentiels sur lesquels portera le reste de l'analyse proviennent des trois catégories de modèles estimés. Chacun des modèles de base ainsi que leur version incorporant un effet de retard d'une ou de quatre périodes sur les variables de prix (sans décomposition des mouvements à la hausse ou à la baisse) font tous partie des candidats restants. Étant donné l'effet qu'ont eu les décompositions des mouvements des prix sur les signes des coefficients, il n'est pas surprenant de retrouver peu de ces modèles dans le tableau 5.1. Il ressort clairement qu'aucun modèle incorporant la première décomposition ne fait partie des candidats potentiels.

Les différents modèles retenus peuvent être comparés sur la base des APE moyennes des prévisions hors-échantillon, soit les prévisions de 2004 à 2008 inclusivement. Cette

TABLE 5.1 – Les candidats

Catégorie	Modèle	Périodicité	Prévisions hors-échantillon						
			MeanAPE		MinAPE		MaxAPE		
			Total	Rés. Aff.	Rés. Aff.	Rés. Aff.	Rés. Aff.	Rés. Aff.	
3	Décomposition 3, retard 1	annuel	5.44	4.20	1.24	1.37	0.05	6.61	2.52
3	Décomposition 2	annuel	5.56	3.56	2.00	0.38	0.22	5.93	5.89
2	Retard 1	annuel	5.58	4.05	1.53	1.96	0.23	8.23	3.62
3	Décomposition 3	annuel	5.92	4.06	1.86	1.08	0.26	6.51	3.47
3	Retard 1	annuel	6.07	4.07	2.00	1.31	0.60	6.56	4.48
2	Décomposition 2	annuel	6.41	5.17	1.24	1.63	0.02	8.75	3.46
2	Décomposition 3, retard 1	annuel	6.44	5.28	1.16	1.84	0.07	8.34	2.28
3	Base	annuel	6.54	3.87	2.67	0.91	0.47	6.32	5.09
3	Retard 1	trimestriel	6.61	3.50	3.11	0.05	0.44	9.72	6.20
3	Base	trimestriel	7.03	3.49	3.54	0.40	0.42	8.59	6.35
2	Décomposition 2, retard 1	trimestriel	7.08	3.98	3.10	1.54	2.02	10.67	4.29
2	Retard 1	trimestriel	7.23	4.41	2.82	0.20	0.44	10.74	4.68
3	Retard 4	trimestriel	7.36	3.52	3.84	0.38	1.82	8.31	6.11
1	Retard 1	annuel	7.37	3.13	4.24	0.35	2.17	6.87	5.96
2	Décomposition 2, retard 1	annuel	7.56	5.79	1.77	2.15	0.52	10.81	4.02
2	Décomposition 3	annuel	8.27	6.45	1.82	4.54	0.47	10.89	3.64
2	Retard 4	trimestriel	8.55	4.39	4.16	0.79	1.83	11.37	7.06
1	Retard 4	trimestriel	9.78	4.93	4.85	0.29	3.00	14.41	7.41
1	Retard 1	trimestriel	9.81	6.50	3.31	0.35	0.26	16.73	5.72
1	Base	annuel	11.25	6.85	4.40	3.13	0.11	12.77	8.40
2	Base	annuel	11.67	7.57	4.10	5.81	0.43	10.45	6.97
1	Base	trimestriel	13.45	8.72	4.73	1.75	2.03	17.37	8.26
2	Base	trimestriel	13.61	8.29	5.32	0.55	1.54	13.96	8.26

comparaison revient à déterminer lequel de ces modèles aurait généré les erreurs de prévision moyennes les moins élevées s'il avait été utilisé pour prévoir la consommation de gaz naturel au cours de cette période (et que les variables explicatives avaient été connues avec certitude).

Dans le cas des modèles estimés avec la base de données trimestrielles, les erreurs de prévision annuelles calculées à partir des prévisions trimestrielles sont utilisées afin de faciliter la comparaison entre les modèles estimés à partir de données de périodicités différentes. Étant donné que le même modèle sera utilisé pour prévoir la consommation de gaz naturel dans les deux secteurs, le critère de sélection retenu est la minimisation de la somme des APE moyennes de chacun des secteurs.

Les candidats du tableau 5.1 ont été ordonnés selon ce critère. Parmi les 23 candidats, le modèle qui minimise cette somme est celui de la troisième catégorie estimé à partir des données annuelles qui inclut la troisième décomposition (soit celle qui utilise P^{rise}) et auquel un retard d'une période est appliqué aux variables de prix.

Cependant, avant de conclure que ce modèle devrait être suggéré comme modèle de prévision de la demande de gaz naturel, il est important de vérifier si les signes des coefficients estimés à chacune des périodes des prévisions hors-échantillon sont également conformes à la théorie économique. Malheureusement, il s'avère que la simulation de 2004 dans le secteur résidentiel engendre un coefficient positif pour la variable de prix P^{rise} . Bien que les coefficients de toutes les autres variables des autres années simulées dans chacun des secteurs soient conformes à la théorie économique, cette incohérence fait en sorte que l'évolution de la consommation résidentielle de gaz naturel en 2004 aurait été difficilement interprétable si ce modèle avait été utilisé.

Pour cette raison, le deuxième modèle du tableau 5.1 mérite d'être considéré. Il s'agit du modèle de la troisième catégorie estimé à partir de données annuelles auquel la deuxième décomposition (celle considérant uniquement P^{max}) a été appliquée. Contrairement au premier modèle qui a été retenu, les signes de tous les coefficients dans chacun des deux secteurs d'intérêt sont conformes à l'intuition économique tout au long de la simulation. C'est donc ce modèle qui est suggéré pour prévoir la consommation de gaz naturel au Québec. Son équation est donnée par :

$$\begin{aligned} \ln[GN_t] = & \rho \ln[GN_{t-1}] + \beta_0 + \beta_1 \ln \left[\frac{P^{max}_{GN,t}}{IPC_t} \right] + \beta_2 \ln \left[\frac{Y_t}{IPC_t} \right] + \beta_3 \ln[DJC_t] \\ & - \rho \beta_3 \ln[DJC_{t-1}] + \varepsilon_t \end{aligned}$$

Il peut être intéressant d'illustrer les propriétés prévisionnistes du modèle suggéré en représentant sur un même graphique la consommation réelle, les prévisions intra-

échantillon et les prévisions hors-échantillon et ce, pour chacun des deux secteurs. C'est ce que démontrent les figures 5.1 et 5.2.

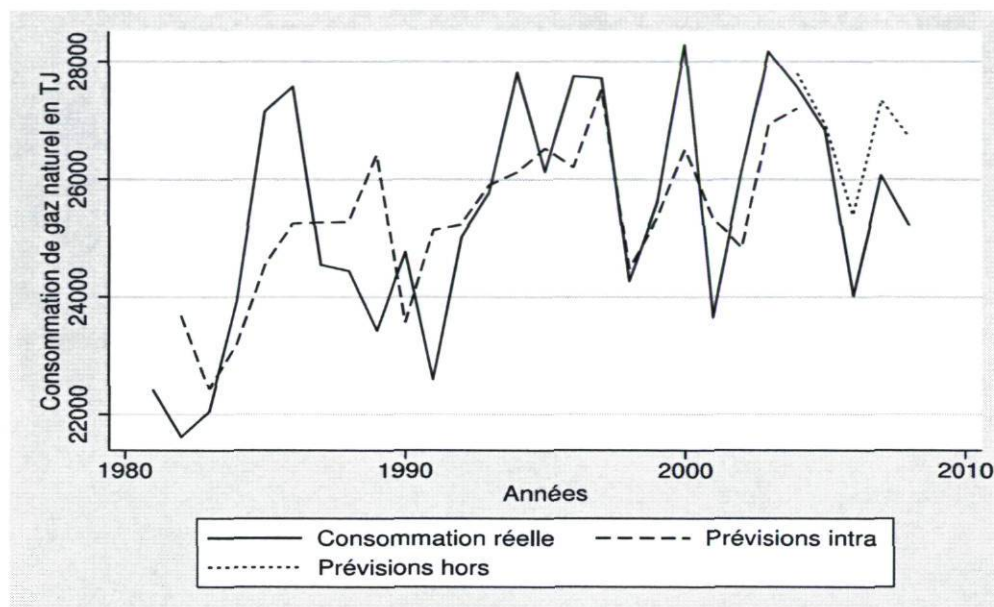


FIGURE 5.1 – Consommation réelle et prévisions dans le secteur résidentiel

Ces figures suggèrent que le modèle génère des prévisions intra-échantillon et hors-échantillon qui sont assez proches de la consommation réelle. L'apparente volatilité dans le secteur résidentiel s'explique par la gradation de l'axe de la variable dépendante : en réalité, la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel varie très peu d'une année à l'autre au cours de la période étudiée.

Un commentaire mérite tout de même d'être formulé concernant la spécification du modèle retenu. Étant donné la décomposition des prix appliquée, ce modèle ne considère que le prix du gaz naturel le plus élevé des prix antérieurs à celui d'une période donnée. En d'autres mots, les diminutions du prix du gaz naturel et, par le fait même, l'effet de ces diminutions sur la consommation de gaz naturel ne sont pas captés par ce modèle.

Cependant, cette incapacité à capter l'effet d'une réduction du prix du gaz naturel ne semble pas affecter négativement les propriétés prévisionnistes du modèle suggéré. Ceci peut fort probablement s'expliquer par le fait que le prix du gaz naturel affiche une tendance générale à la hausse au cours de la période observée (voir les figures 3.5 à 3.8). Par ailleurs, deux courts épisodes de diminution du prix du gaz naturel ont été remarqués en 2002 (soit au cours de la période considérée dans les analyses intra-échantillon) et en 2007 (année appartenant à la période hors-échantillon). Malgré tout,

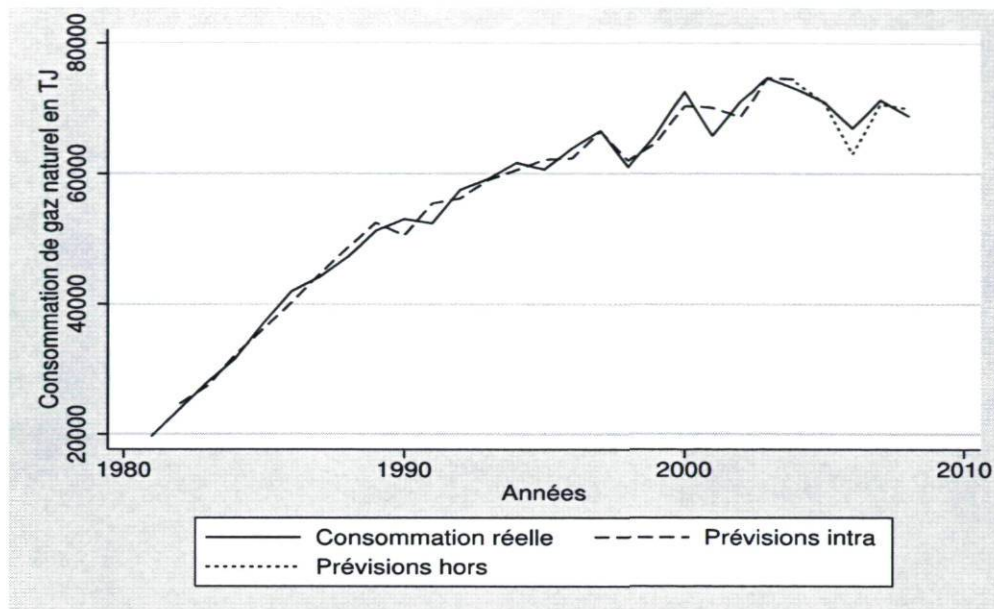


FIGURE 5.2 – Consommation réelle et prévisions dans le secteur affaires

le modèle se démarque des autres au chapitre des propriétés prévisionnistes.

Qui plus est, considérer uniquement le prix maximal du gaz naturel représente un certain avantage au niveau de la prévision des variables indépendantes nécessaires à la prévision de la consommation d'énergie. En effet, si on s'attend à ce que le prix du gaz naturel ne soit pas plus cher qu'au cours de années antérieures, cette variable n'a pas à être prévue de façon précise.

Enfin, quelques remarques peuvent être formulées concernant les autres candidats retenus. Le classement en ordre croissant des sommes des APE moyennes des deux secteurs dans le tableau 5.1 suggère que, si seulement les modèles dont les coefficients estimés sont conformes à la théorie économique sont considérés, les modèles de la troisième catégorie semblent mieux performer que ceux de la deuxième catégorie, lesquels performant relativement mieux que ceux de la première catégorie. Autrement dit, en ce qui concerne l'estimation de la consommation de gaz naturel, les modèles qui estiment directement cette consommation semblent associés à de meilleures propriétés prévisionnistes que ceux qui estiment également la consommation d'énergie totale et celles d'autres formes d'énergie (comme ARSENAULT *et al.* (1995)).

Chapitre 6

Conclusion

Au terme des analyses qui ont été effectuées plus haut, il convient maintenant de rappeler les principaux résultats qui méritent d'être retenus.

D'abord, l'objectif premier du présent projet de recherche était de suggérer un modèle de prévision de la demande de gaz naturel qui pourrait être utilisé pour estimer la consommation de gaz naturel dans les secteurs résidentiel et affaires au Québec. Parmi l'ensemble de modèles qui ont été estimés, le modèle retenu est un modèle assez simple qui estime directement la consommation de gaz naturel (sans estimer la consommation d'énergie totale, ni celles d'autres formes d'énergie) et qui considère, à chaque période donnée, le prix réel du gaz naturel le plus élevé parmi les prix antérieurs à cette période. Ce modèle a été choisi après avoir comparé les prévisions hors-échantillon de différents candidats dont tous les coefficients des variables explicatives affichaient des signes conformes à la théorie économique.

Par ailleurs, le travail effectué a aussi permis d'atteindre d'autres objectifs de contribution qui avaient également été mentionnés en introduction. Premièrement, les propriétés prévisionnistes du modèle d'ARSENAULT *et al.* (1995) ont été évaluées pour chacune des formes d'énergie considérées par le modèle. Après avoir étudié les propriétés prévisionnistes de la consommation totale d'énergie, ces auteurs ont conclu que leur modèle était associé à de bonnes propriétés prévisionnistes. Les estimations rapportées plus haut suggèrent effectivement que ce modèle offre des prévisions intéressantes de la consommation d'énergie totale. Étant donné l'importance relative de la consommation d'électricité dans chacun des marchés analysés, il n'est pas surprenant de constater que le même modèle reflète assez fidèlement la consommation de cette forme d'énergie. Malheureusement, les prévisions obtenues quant à la consommation de gaz naturel et de mazout (deux formes d'énergie dont la consommation est plus marginale dans les

secteurs résidentiel et affaires du Québec) s'écartent un peu plus des consommations réelles.

Deuxièmement, il avait été proposé de vérifier si de meilleures propriétés prévisionnistes pouvaient être obtenues par l'application de certaines variantes à ce modèle initial. Les variantes proposées sont la simplification du modèle pour estimer seulement la consommation de gaz naturel, l'introduction d'un effet de retard sur les prix et la décomposition des variables de prix selon leurs mouvements à la hausse ou à la baisse. La comparaison des candidats retenus suggère que la simplification des modèles est associée à de meilleures prévisions hors-échantillon. De surcroît, bien que l'introduction d'un effet de retard sur les variables de prix ne semble pas altérer l'adéquation des signes des coefficients estimés, il est difficile de déterminer si cette variante permet d'améliorer les propriétés prévisionnistes obtenues : les résultats indiquent des effets assez partagés. Enfin, la plupart des décompositions des prix selon leurs mouvements à la hausse ou à la baisse engendrent souvent des coefficients ayant des signes douteux et il est difficile de dégager une tendance générale en ce qui concerne l'effet de cette modification sur les propriétés prévisionnistes. Il semble que l'effet des décompositions varie d'une catégorie de modèle à une autre.

Troisièmement, le présent travail a également permis d'estimer le modèle d'ARSENAULT *et al.* (1995) à partir de données couvrant une période plus récente comparativement à ce qui avait été initialement utilisé. Il s'est avéré que cette estimation a généré des coefficients qui sont tous de mêmes signes que ceux qui avaient été obtenus par les auteurs. Quelques légères différences sont tout de même observables. Entre autres, les coefficients des variables dépendantes retardées dans les équations des parts obtenus à partir des données plus récentes sont moins élevés que ceux d'ARSENAULT *et al.* (1995). Cette différence suggère que la consommation est présentement moins léthargique que ce qui avait été estimé à partir des données de 1962 à 1990. Toujours au chapitre de la léthargie de la consommation, les résultats obtenus par le présent travail indiquent que l'effet de la consommation de la période précédente sur la consommation totale actuelle est plus grand dans le secteur affaires que dans le secteur résidentiel. L'inverse avait été observé par ARSENAULT *et al.* (1995). Une dernière différence concerne le niveau de significativité des variables explicatives. Tandis qu'ARSENAULT *et al.* (1995) avaient obtenu un coefficient de la variable du prix total associé à un niveau de significativité assez élevé, ce même coefficient calculé plus haut n'est pas toujours significatif au seuil de 95%. Par contre, les variables de revenus et de degrés-jours de chauffage de la présente étude ont un effet plus significatif sur la consommation d'énergie que celles de l'étude déjà citée.

En terminant, certains commentaires pouvant orienter d'éventuels travaux méritent

d'être mentionnés.

Dans le texte, il a été souligné que les modèles économétriques estimés pourraient être utilisés pour calculer des élasticités ou fournir des informations relatives à la stabilité structurelle de la demande de gaz naturel. Or, de telles élasticités et de tels tests n'ont pas été rapportés, étant donné que la présence du coefficient de la variable dépendante retardée et le fait que sa valeur estimée puisse tendre vers l'unité modifient le calcul et l'interprétation de ces statistiques en échantillons finis. L'estimation de ces concepts devrait s'effectuer en utilisant les tests d'hypothèse inversés qui sont utilisés par BERNARD *et al.* (2007a) et BERNARD *et al.* (2007b) qui s'inspirent notamment de DUFOUR (1990), de DUFOUR et KIVIET (1996) ainsi que de DUFOUR et KIVIET (1998).

Un autre élément qui mérite d'être indiqué concerne les variantes qui ont été appliquées plus haut. En fait, d'autres modifications auraient pu être introduites.

Par exemple, il serait intéressant d'étudier l'effet de différentes techniques d'estimation sur les propriétés prévisionnistes. FATAI, OXLEY et SCRIMGEOUR (2003) comparent différentes approches économétriques (le modèle de correction d'erreur d'Engle-Granger, les moindres carrés complètement modifiés de Phillip et Hansen ainsi que l'approche autoregressive avec retard distribué) qui peuvent être utilisées pour estimer la consommation d'énergie. Ce papier conclut que l'approche autoregressive avec retard distribué est associée aux meilleures propriétés prévisionnistes hors-échantillon.

Il serait également intéressant de vérifier l'effet de l'utilisation d'autres spécifications sur la capacité des modèles à prévoir correctement la consommation de gaz naturel. À cet égard, YI (2000) compare le modèle translog au modèle général Léontief et conclut que les deux spécifications engendrent des résultats différents, sans s'intéresser aux prévisions générées. De son côté, ZARKINAU (2003) plaide en faveur de l'utilisation de la spécification non paramétrique, bien que cette approche nécessite généralement une quantité importante d'observations et que les données relatives à la consommation d'énergie sont souvent limitées à des séries chronologiques assez courtes.

Un dernier commentaire doit être formulé concernant l'utilisation du modèle proposé. Certains auteurs, dont NEWBOLD et HARVEY (2002), ont déjà suggéré que, lorsqu'il est possible d'obtenir des prévisions d'une même variable à partir de modèles différents, il peut être optimal d'utiliser une moyenne (pondérée en fonction de la performance récente des modèles) des différentes prévisions obtenues, plutôt que de considérer uniquement une seule prévision. Une telle approche favoriserait donc l'utilisation de plusieurs modèles parmi les modèles qui ont été estimés au lieu de se limiter uniquement au modèle choisi. De plus, il pourrait être avantageux de combiner les prévisions

du modèle retenu à celles du modèle présentement utilisé par Gaz Métro.

Bibliographie

ARMSTRONG JS et F COLLOPY (1992), « Error Measures for Generalizing About Forecasting Methods : Empirical Comparisons », *International Journal of Forecasting*, vol. 8, pp. 69-80.

ARSENAULT E, JT BERNARD, CW CARR et E GENEST-LAPLANTE (1995), « A Total Energy Demand Model of Québec : Forecasting Properties », *Energy Economics*, vol. 17, no. 2, pp. 163-171.

BALESTRA P et M NERLOVE (1966), « Pooling Cross Section and Time Series Data in the Estimation of a Dynamic Model : The Demand for Natural Gas », *Econometrica*, vol. 34, no. 3, pp. 585-612.

BALTAGI BH, G BRESSON et A PIROTTE (2002), « Comparison of Forecast Performance for Homogeneous, Heterogeneous and Shrinkage Estimators : Some Empirical Evidence from US Electricity and Natural Gas Consumption », *Economics Letters*, vol. 76, no. 3, pp. 375-382.

BEIERLEIN JG, JW DUNN et JC MCCONNOR (1981), « The Demand for Electricity and Natural Gas in the Northeastern United States », *The Review of Economics and Statistics*, vol. 63, no. 3, pp. 403-408.

BERNARD JT, D BOLDUC et D BÉLANGER (1996), « Quebec Residential Electricity Demand : A Microeconomic Approach », *The Canadian Journal of Economics*, vol. 29, no. 1, pp. 92-113.

BERNARD JT, N IDOUDI, L KHALAF et C YÉLOU (2007a), « Finite Sample Multivariate Structural Change Tests with Application to Energy Demand Models », *Journal of Econometrics*, vol. 141, no. 2, pp. 1219-1244.

BERNARD JT, N IDOUDI, L KHALAF et C YÉLOU (2007b), « Finite Sample Inference

Methods for Dynamic Energy Demand Models », *Journal of Applied Econometrics*, vol. 22, no. 7, pp. 1211-1226.

BERNDT ER et GC WATKINS (1977), « Demand for Natural Gas : Residential and Commercial Markets in Ontario and British Columbia », *The Canadian Journal of Economics*, vol. 10, no. 1, pp. 97-111.

BLOCH FE (1980), « Residential Demand for Natural Gas », *Journal of Urban Economics*, vol. 7, no. 3, pp. 371-383.

BOHI DR et MB ZIMMERMAN (1984), « An Update on Econometric Studies of Energy Demand Behavior », *Journal of Urban Economics*, vol. 7, no. 3, pp. 371-383.

CHAMBERS MJ (1990), « Forecasting with Demand Systems : A Comparative Study », *Journal of Econometrics*, vol. 44, no. 3, pp. 363-376.

DAVIDSON R et JG MACKINNON (1993), *Estimation and Inference in Econometrics*, New York.

DUBIN JA et DL MCFADDEN (1984), « An Econometric Analysis of Residential Electric Appliance Holdings and Consumption », *Econometrica*, vol. 52, no. 2, pp. 345-362.

DUFOUR JM (1990), « Exact Tests and Confidence Sets in Linear Regressions with Autocorrelated Errors », *Econometrica*, vol. 58, no. 2, pp. 475-494.

DUFOUR JM et JF KIVIET (1996), « Exact Tests for Structural Change in First-Order Dynamic Models », *Journal of Econometrics*, vol. 70, no. 1, pp. 39-68.

DUFOUR JM et JF KIVIET (1998), « Exact Inference Methods for First-Order Autoregressive Distributed Lag Models », *Econometrica*, vol. 66, no. 1, pp. 79-104.

FATAI K, L OXLEY et FG SCRIMGEOUR (2003), « Modeling and Forecasting the Demand for Electricity in New Zealand : A Comparison of Alternative Approaches », *The Energy Journal*, vol. 24, no. 1, pp. 75-102.

GATELY D et HG HUNTINGTON (2002), « The Asymmetric Effects of Changes In Price and Income on Energy and Oil Demand », *The Energy Journal*, vol. 23, no. 1, pp. 19-55.

HARTMAN RS et A WERTH (1981), « Short-Run Residential Demand for Fuels : A Disaggregated Approach », *Land Economics*, vol. 57, no. 2, pp. 197-212.

HAAS R et L SCHIPPER (1998), « Residential Energy Demand in OECD-Countries and the Role of Irreversible Efficiency Improvements », *Energy Economics*, vol. 20, no. 4, pp. 421-442.

JOUTZ F et RP TROST (2007), « An Economic Analysis of Consumer Response to Natural Gas Prices », *Rapport préparé pour la American Gas Association*.

NEWBOLD P et DI HARVEY (2002), « Forecast Combination and Encompassing » in *A Companion to Economic Forecasting*, Malden.

RASMUSSEN Y (2004), « La demande de gaz naturel au Québec », *Mémoire de maîtrise*.

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (2009), « Plan d'approvisionnement gazier horizon 2010-2012 », *Cause tarifaire 2010*.

SRIVASTAVA VK et TD DWIVEDI (1979), « Estimation of Seemingly Unrelated Regression Equations : A Brief Survey », *Journal of Econometrics*, vol. 10, no. 1, pp. 15-32.

THEIL H (1966), *Applied Economic Forecasting*, Amsterdam.

WHITE H (1982), « Maximum Likelihood Estimation of Misspecified Models », *Econometrica*, vol. 50, no. 1, pp. 1-25.

YI F (2000), « Dynamic Energy-Demand Models : A Comparison », *Energy Economics*, vol. 22, no. 2, pp. 285-297.

ZARKINAU J (2003), « Functional Forms in Energy Demand Modeling », *Energy Economics*, vol. 25, no. 6, pp. 603-613.

ZELLNER A (1962), « An Efficient Method of Estimating Seemingly Unrelated Regressions and Tests for Aggregation Bias », *Journal of the American Statistical Association*, vol. 57, no. 298, pp. 348-368.

Annexe A

Restrictions imposées aux équations des parts

Cette section vise à présenter plus en détails les restrictions sur les équations des parts qui sont imposées par ARSENAULT *et al.* (1995) ainsi que les manipulations algébriques qui permettent d'intégrer ces restrictions au modèle à estimer.

D'abord, il convient de rappeler les équations initiales des trois parts. Sans perte de généralité, les termes d'erreur peuvent être omis.

$$MS_{EL,t} = \alpha_{EL} + \beta_{EL}MS_{EL,t-1} + \theta_{EL,EL} \ln[P_{EL,t}] + \theta_{EL,GN} \ln[P_{GN,t}] + \theta_{EL,MAZ} \ln[P_{MAZ,t}]$$

$$MS_{GN,t} = \alpha_{GN} + \beta_{GN}MS_{GN,t-1} + \theta_{GN,EL} \ln[P_{EL,t}] + \theta_{GN,GN} \ln[P_{GN,t}] + \theta_{GN,MAZ} \ln[P_{MAZ,t}]$$

$$MS_{MAZ,t} = \alpha_{MAZ} + \beta_{MAZ}MS_{MAZ,t-1} + \theta_{MAZ,EL} \ln[P_{EL,t}] + \theta_{MAZ,GN} \ln[P_{GN,t}] + \theta_{MAZ,MAZ} \ln[P_{MAZ,t}]$$

La deuxième restriction implique l'égalité des coefficients associés aux parts retardées. Ainsi,

$$\beta_{EL} = \beta_{GN} = \beta_{MAZ} = \rho$$

Imposer la symétrie des élasticités-croisées conformément à la matrice de Slutsky (troi-

sième restriction) permet d'écrire :

$$\begin{aligned}\theta_{GN,EL} &= \theta_{EL,GN} \\ \theta_{MAZ,EL} &= \theta_{EL,MAZ} \\ \theta_{MAZ,GN} &= \theta_{GN,MAZ}\end{aligned}$$

En combinant ces dernières égalités avec la première restriction, soit celle de l'homogénéité de degré 0 dans les prix :

$$\begin{aligned}\theta_{EL,MAZ} &= -\theta_{EL,EL} - \theta_{EL,GN} \\ \theta_{GN,MAZ} &= -\theta_{GN,EL} - \theta_{GN,GN} \\ &= -\theta_{EL,GN} - \theta_{GN,GN} \\ \theta_{MAZ,MAZ} &= -\theta_{MAZ,EL} - \theta_{MAZ,GN} \\ &= -\theta_{EL,MAZ} - \theta_{GN,MAZ}\end{aligned}$$

Dans le texte, lors de la présentation de la quatrième restriction, il a été mentionné qu'imposer que la somme des constantes de chaque équation et du coefficient de la variable retardée soit égale à l'unité revenait à imposer que la somme des parts soit, elle aussi, égale à l'unité. Cette affirmation mérite d'être démontrée. D'abord, l'égalité de la somme des parts à l'unité s'écrit :

$$\begin{aligned}1 &= MS_{EL,t} + MS_{GN,t} + MS_{MAZ,t} \\ &= \alpha_{EL} + \beta_{EL}MS_{EL,t-1} + \theta_{EL,EL} \ln[P_{EL,t}] + \theta_{EL,GN} \ln[P_{GN,t}] + \theta_{EL,MAZ} \ln[P_{MAZ,t}] \\ &\quad + \alpha_{GN} + \beta_{GN}MS_{GN,t-1} + \theta_{GN,EL} \ln[P_{EL,t}] + \theta_{GN,GN} \ln[P_{GN,t}] \\ &\quad + \theta_{GN,MAZ} \ln[P_{MAZ,t}] + \alpha_{MAZ} + \beta_{MAZ}MS_{MAZ,t-1} + \theta_{MAZ,EL} \ln[P_{EL,t}] \\ &\quad + \theta_{MAZ,GN} \ln[P_{GN,t}] + \theta_{MAZ,MAZ} \ln[P_{MAZ,t}]\end{aligned}$$

En regroupant les termes selon les variables de prix :

$$\begin{aligned}1 &= \alpha_{EL} + \alpha_{GN} + \alpha_{MAZ} + \beta_{EL}MS_{EL,t-1} + \beta_{GN}MS_{GN,t-1} + \beta_{MAZ}MS_{MAZ,t-1} \\ &\quad + (\theta_{EL,EL} + \theta_{GN,EL} + \theta_{MAZ,EL}) \ln[P_{EL,t}] \\ &\quad + (\theta_{EL,GN} + \theta_{GN,GN} + \theta_{MAZ,GN}) \ln[P_{GN,t}] \\ &\quad + (\theta_{EL,MAZ} + \theta_{GN,MAZ} + \theta_{MAZ,MAZ}) \ln[P_{MAZ,t}]\end{aligned}$$

$MS_{EL,t-1} + MS_{GN,t-1} + MS_{MAZ,t-1} = 1$ et l'égalité des coefficients des parts retardées

impliquent :

$$\begin{aligned}
1 &= \alpha_{EL} + \alpha_{GN} + \alpha_{MAZ} + \rho(MS_{EL,t-1} + MS_{GN,t-1} + MS_{MAZ,t-1}) \\
&\quad + (\theta_{EL,EL} + \theta_{GN,EL} + \theta_{MAZ,EL}) \ln[P_{EL,t}] \\
&\quad + (\theta_{EL,GN} + \theta_{GN,GN} + \theta_{MAZ,GN}) \ln[P_{GN,t}] \\
&\quad + (\theta_{EL,MAZ} + \theta_{GN,MAZ} + \theta_{MAZ,MAZ}) \ln[P_{MAZ,t}] \\
&= \alpha_{EL} + \alpha_{GN} + \alpha_{MAZ} + \rho + (\theta_{EL,EL} + \theta_{GN,EL} + \theta_{MAZ,EL}) \ln[P_{EL,t}] \\
&\quad + (\theta_{EL,GN} + \theta_{GN,GN} + \theta_{MAZ,GN}) \ln[P_{GN,t}] \\
&\quad + (\theta_{EL,MAZ} + \theta_{GN,MAZ} + \theta_{MAZ,MAZ}) \ln[P_{MAZ,t}]
\end{aligned}$$

En réécrivant $\theta_{EL,MAZ}$, $\theta_{GN,MAZ}$ et $\theta_{MAZ,MAZ}$ en tenant compte de la première et de la troisième restriction, la dernière égalité devient :

$$\begin{aligned}
1 &= \alpha_{EL} + \alpha_{GN} + \alpha_{MAZ} + \rho + (\theta_{EL,EL} + \theta_{EL,GN} - \theta_{EL,EL} - \theta_{EL,GN}) \ln[P_{EL,t}] \\
&\quad + (\theta_{EL,GN} + \theta_{GN,GN} - \theta_{EL,GN} - \theta_{GN,GN}) \ln[P_{GN,t}] \\
&\quad + (\theta_{EL,MAZ} + \theta_{GN,MAZ} - \theta_{EL,MAZ} - \theta_{GN,MAZ}) \ln[P_{MAZ,t}] \\
&= \alpha_{EL} + \alpha_{GN} + \alpha_{MAZ} + \rho + (0) \ln[P_{EL,t}] + (0) \ln[P_{GN,t}] + (0) \ln[P_{MAZ,t}] \\
&= \alpha_{EL} + \alpha_{GN} + \alpha_{MAZ} + \rho
\end{aligned}$$

Cette dernière égalité montre qu'imposer que la somme des parts soit égale à l'unité revient aussi à imposer que la somme des termes constants de chaque régression et du coefficient de la variable retardée soit égale à l'unité.

Il est maintenant possible d'utiliser ces quatre restrictions ainsi que quelques manipulations algébriques supplémentaires pour simplifier les équations des parts à estimer. D'abord, diviser tous les prix par le prix du mazout permet d'écrire :

$$\begin{aligned}
MS_{EL,t} &= \alpha_{EL} + \beta_{EL}MS_{EL,t-1} + \theta_{EL,EL} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{EL,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \\
MS_{GN,t} &= \alpha_{GN} + \beta_{GN}MS_{GN,t-1} + \theta_{GN,EL} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{GN,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \\
MS_{MAZ,t} &= \alpha_{MAZ} + \beta_{MAZ}MS_{MAZ,t-1} + \theta_{MAZ,EL} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{MAZ,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right]
\end{aligned}$$

En appliquant la restriction sur le coefficient des parts retardées, ces trois équations deviennent :

$$\begin{aligned}
MS_{EL,t} &= \alpha_{EL} + \rho MS_{EL,t-1} + \theta_{EL,EL} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{EL,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \\
MS_{GN,t} &= \alpha_{GN} + \rho MS_{GN,t-1} + \theta_{GN,EL} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{GN,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \\
MS_{MAZ,t} &= \alpha_{MAZ} + \rho MS_{MAZ,t-1} + \theta_{MAZ,EL} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{MAZ,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right]
\end{aligned}$$

Les restrictions sur les coefficients des prix (homogénéité de degré 0 et symétrie) permettent d'écrire :

$$\begin{aligned}
MS_{EL,t} &= \alpha_{EL} + \rho MS_{EL,t-1} + \theta_{EL,EL} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{EL,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \\
MS_{GN,t} &= \alpha_{GN} + \rho MS_{GN,t-1} + \theta_{EL,GN} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{GN,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \\
MS_{MAZ,t} &= \alpha_{MAZ} + \rho MS_{MAZ,t-1} + \theta_{EL,MAZ} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{GN,MAZ} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right]
\end{aligned}$$

Enfin, puisque la quatrième restriction revient à imposer que la somme des parts soit égale à l'unité, la part du mazout peut être obtenue à partir des estimations des parts de l'électricité et du gaz naturel :

$$\begin{aligned}MS_{EL,t} &= \alpha_{EL} + \rho MS_{EL,t-1} + \theta_{EL,EL} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{EL,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \\MS_{GN,t} &= \alpha_{GN} + \rho MS_{GN,t-1} + \theta_{EL,GN} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{GN,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \\MS_{MAZ,t} &= 1 - MS_{EL,t} - MS_{GN,t}\end{aligned}$$

Ces trois dernières équations correspondent à celles qui sont présentées dans le texte (sans les termes d'erreur). Il faut toutefois noter que, bien que la part du mazout ne soit pas directement estimée, il est possible de déterminer la valeur des paramètres de son équation à partir des paramètres estimés pour les parts de l'électricité et du gaz naturel.

$$\begin{aligned}MS_{MAZ,t} &= 1 - MS_{EL,t} - MS_{GN,t} \\&= 1 - \left[\alpha_{EL} + \rho MS_{EL,t-1} + \theta_{EL,EL} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{EL,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \right] \\&\quad - \left[\alpha_{GN} + \rho MS_{GN,t-1} + \theta_{EL,GN} \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] + \theta_{GN,GN} \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \right] \\&= 1 - \alpha_{EL} - \alpha_{GN} - \rho MS_{EL,t-1} - \rho MS_{GN,t-1} \\&\quad + (-\theta_{EL,EL} - \theta_{EL,GN}) \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \\&\quad + (-\theta_{EL,GN} - \theta_{GN,GN}) \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right]\end{aligned}$$

Sachant que :

$$\begin{aligned}MS_{EL,t-1} + MS_{GN,t-1} + MS_{MAZ,t-1} &= 1 \\ \rho MS_{EL,t-1} + \rho MS_{GN,t-1} + \rho MS_{MAZ,t-1} &= \rho \\ -\rho MS_{EL,t-1} - \rho MS_{GN,t-1} &= \rho MS_{MAZ,t-1} - \rho\end{aligned}$$

L'expression de la part du mazout peut donc s'écrire :

$$\begin{aligned}MS_{MAZ,t} &= 1 - \alpha_{EL} - \alpha_{GN} - \rho + \rho MS_{MAZ,t-1} + (-\theta_{EL,EL} - \theta_{EL,GN}) \ln \left[\frac{P_{EL,t}}{P_{MAZ,t}} \right] \\&\quad + (-\theta_{EL,GN} - \theta_{GN,GN}) \ln \left[\frac{P_{GN,t}}{P_{MAZ,t}} \right]\end{aligned}$$

Au final,

$$\begin{aligned}\alpha_{MAZ} &= 1 - \alpha_{EL} - \alpha_{GN} - \rho \\ \beta_{MAZ} &= \rho \\ \theta_{MAZ,EL} &= -\theta_{EL,EL} - \theta_{EL,GN} \\ \theta_{MAZ,GN} &= -\theta_{EL,GN} - \theta_{GN,GN}\end{aligned}$$

Annexe B

Les tableaux de résultats

TABLE B.1 – Catégorie 1, modèle de base

ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE								
Variables	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}
Constante	0.0087 (2.22)	0.1427 (8.48)	0.0619 (5.71)	0.1511 (8.97)	0.0098 (2.32)	0.1193 (5.87)	0.0522 (4.02)	0.1398 (6.34)
Part retardée	0.8197 (35.09)	0.8197 (35.09)	0.7548 (29.24)	0.7548 (29.24)	0.8561 (29.85)	0.8561 (29.85)	0.7869 (22.31)	0.7869 (22.31)
Prix relatif de l'électricité	0.0040 (0.87)	-0.0223 (-2.53)	0.0055 (0.71)	-0.0080 (-0.88)	0.0039 (0.75)	-0.0264 (-2.45)	0.0084 (0.99)	-0.0144 (-1.44)
Prix relatif du gaz naturel	-0.0204 (-2.84)	0.0040 (0.87)	-0.0246 (-2.00)	0.0055 (0.71)	-0.0128 (-1.49)	0.0039 (0.75)	-0.0211 (-1.36)	0.0084 (0.99)
Trimestre 1	0.0046 (1.75)	-0.0093 (-1.55)	0.0197 (3.89)	-0.0164 (-2.71)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0049 (1.92)	0.0058 (0.94)	-0.0085 (-1.78)	0.0126 (2.11)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0033 (-1.10)	0.0181 (2.75)	-0.0364 (-6.27)	0.0415 (5.78)	—	—	—	—

DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	5.4857 (3.96)	1.3273 (4.51)	4.8302 (4.46)	0.9671 (1.74)
Demande totale retardée	0.30 (2.75)	0.53 (9.61)	0.26 (2.48)	0.59 (5.77)
Prix réel de l'énergie	-0.2361 (-1.53)	-0.5574 (-4.78)	-0.1135 (-0.73)	-0.6365 (-4.79)
Revenu personnel réel	0.3006 (4.93)	—	0.2766 (6.77)	—
PIB réel	—	0.4143 (7.58)	—	0.3488 (4.22)
Degrés-jours de chauffage	0.0331 (1.25)	0.0527 (2.43)	0.4270 (7.80)	0.2069 (4.53)
Trimestre 1	0.2182 (5.70)	0.0886 (5.04)	—	—
Trimestre 2	-0.2938 (-5.50)	-0.0779 (-3.73)	—	—
Trimestre 3	-0.4843 (-5.02)	-0.0644 (-1.47)	—	—

Catégorie 1, modèle de base

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle			
	Trim	Res	Aff	An	Trim	Res	Aff	An	Trim	Res	Aff	An
	Res	Aff	Res	Aff	Res	Aff	Res	Aff	Res	Aff	Res	Aff
MeanAPE Total	4.52	3.34	1.70	1.66	3.49	3.00	2.36	0.95	3.07	1.81		
MinAPE Total	0.07	0.07	0.08	0.02	0.61	0.04	1.08	0.20	0.67	0.02		
MaxAPE Total	21.93	18.69	4.95	7.92	8.01	8.19	4.05	1.90	5.62	5.10		
MeanAPE Gaz naturel	9.36	6.72	5.02	2.53	10.85	10.63	6.85	4.40	8.72	4.73		
MinAPE Gaz naturel	0.05	0.04	0.16	0.19	0.23	0.82	3.13	0.11	1.75	2.03		
MaxAPE Gaz naturel	37.29	32.45	12.08	6.06	24.64	39.65	12.77	8.40	17.37	8.26		
MeanAPE Électricité	4.01	3.08	2.01	1.94	2.69	2.50	2.56	2.05	2.04	1.92		
MinAPE Électricité	0.02	0.10	0.04	0.00	0.07	0.01	1.06	0.70	0.94	0.31		
MaxAPE Électricité	34.51	13.43	7.13	5.32	8.87	7.21	6.05	5.87	4.01	4.64		
MeanAPE Mazout	10.08	14.64	5.13	8.63	10.11	7.05	7.24	8.06	11.46	5.63		
MinAPE Mazout	0.07	0.13	0.09	0.07	0.44	1.35	2.10	2.44	2.38	0.48		
MaxAPE Mazout	56.82	74.58	10.59	53.76	25.50	17.87	14.98	13.87	22.23	9.10		

%

TABLE B.2 – Catégorie 1, prix retardés d'une période

ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE								
Variables	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}
Constante	0.0140 (4.30)	0.1431 (8.63)	0.0660 (6.23)	0.1530 (8.93)	0.0107 (2.50)	0.1168 (5.66)	0.0560 (4.11)	0.1391 (6.13)
Part retardée	0.8198 (35.30)	0.8198 (35.30)	0.7556 (28.67)	0.7556 (28.67)	0.8618 (29.43)	0.8618 (29.43)	0.7927 (21.93)	0.7927 (21.93)
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0007 (0.15)	-0.0249 (-2.81)	0.0068 (0.88)	-0.0123 (-1.35)	0.0034 (0.63)	-0.0287 (-2.29)	0.0070 (0.80)	-0.0220 (-2.06)
Prix relatif du gaz naturel retardé	-0.0050 (-0.67)	0.0007 (0.15)	-0.0150 (-1.18)	0.0068 (0.88)	-0.0058 (-0.62)	0.0034 (0.63)	-0.0099 (-0.51)	0.0070 (0.80)
Trimestre 1	0.0053 (1.77)	-0.0090 (-1.50)	0.0193 (3.80)	-0.0161 (-2.66)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0029 (0.89)	0.0048 (0.77)	-0.0099 (-2.05)	0.0125 (2.09)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0076 (-2.55)	0.0183 (2.78)	-0.0372 (-6.32)	0.0414 (5.72)	—	—	—	—

DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	6.0304 (4.72)	1.3060 (4.14)	5.2784 (7.38)	1.0118 (1.62)
Demande totale retardée	0.28 (2.66)	0.55 (9.35)	0.20 (2.33)	0.54 (4.01)
Prix réel de l'énergie retardé	-0.1428 (-0.95)	-0.5729 (-4.79)	-0.1016 (-0.80)	-0.6432 (-3.06)
Revenu personnel réel	0.2790 (4.56)	—	0.2914 (5.44)	—
PIB réel	—	0.3912 (6.71)	—	0.3857 (3.43)
Degrés-jours de chauffage	0.0300 (1.11)	0.0490 (2.25)	0.4312 (8.62)	0.2702 (7.05)
Trimestre 1	0.2208 (5.69)	0.0500 (2.57)	—	—
Trimestre 2	-0.3201 (-6.36)	-0.1856 (-4.90)	—	—
Trimestre 3	-0.5223 (-5.61)	-0.1676 (-3.08)	—	—

Catégorie 1, prix retardés d'une période

	ERREURS DE PRÉVISION												
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle				
	Trim	An	Rés	Aff	Trim	An	Rés	Aff	Trim	An	Rés	Aff	
%													
MeanAPE Total	4.55	3.33	1.70	1.85	3.68	3.13	2.36	2.26	3.23	3.23	1.97	1.97	1.97
MinAPE Total	0.05	0.07	0.02	0.10	0.21	0.56	0.88	0.41	0.98	0.98	0.00	0.00	0.00
MaxAPE Total	22.45	16.45	4.81	7.10	8.30	8.10	3.93	3.80	5.79	5.79	4.21	4.21	4.21
MeanAPE Gaz naturel	9.27	6.89	5.05	3.01	7.81	8.99	3.13	4.24	6.50	6.50	3.31	3.31	3.31
MinAPE Gaz naturel	0.07	0.05	0.24	0.05	0.02	1.07	0.35	2.17	0.35	0.35	0.26	0.26	0.26
MaxAPE Gaz naturel	36.90	31.70	12.78	9.37	20.66	33.71	6.87	5.96	16.73	16.73	5.72	5.72	5.72
MeanAPE Électricité	4.06	3.23	2.06	1.96	3.01	2.88	2.49	2.54	2.21	2.21	2.15	2.15	2.15
MinAPE Électricité	0.08	0.07	0.06	0.04	0.15	0.18	1.09	1.57	0.44	0.44	0.13	0.13	0.13
MaxAPE Électricité	35.20	12.35	6.97	6.27	9.00	7.26	6.04	4.89	3.62	3.62	3.93	3.93	3.93
MeanAPE Mazout	10.12	14.59	5.46	9.25	10.26	6.92	9.27	4.69	11.00	11.00	6.75	6.75	6.75
MinAPE Mazout	0.05	0.02	0.39	0.19	0.24	0.32	0.40	0.16	1.65	1.65	3.78	3.78	3.78
MaxAPE Mazout	58.87	69.52	14.18	52.95	25.50	18.27	19.56	9.20	22.40	22.40	8.96	8.96	8.96

TABLE B.3 – Catégorie 1, prix retardés de quatre périodes

ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE								
Variables	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}
Constante	0.0112 (2.81)	0.1415 (8.36)	0.0601 (5.46)	0.1567 (9.20)	—	—	—	—
Part retardée	0.8219 (34.82)	0.8219 (34.82)	0.7565 (29.01)	0.7565 (29.01)	—	—	—	—
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0036 (0.71)	-0.0224 (-2.22)	0.0099 (1.29)	-0.0187 (-1.93)	—	—	—	—
Prix relatif du gaz naturel retardé	-0.0086 (-1.12)	0.0036 (0.71)	-0.0240 (-1.74)	0.0099 (1.29)	—	—	—	—
Trimestre 1	0.0055 (2.02)	-0.0090 (-1.49)	0.0197 (3.89)	-0.0164 (-2.74)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0045 (1.69)	0.0059 (0.95)	-0.0084 (-1.77)	0.0126 (2.14)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0053 (-1.72)	0.0182 (2.74)	-0.0363 (-6.22)	0.0414 (5.80)	—	—	—	—

DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	6.1295 (5.49)	1.5572 (5.30)	—	—
Demande totale retardée	0.26 (2.54)	0.53 (7.71)	—	—
Prix réel de l'énergie retardé	-0.1613 (-1.17)	-0.4305 (-3.06)	—	—
Revenu personnel réel	0.2918 (4.87)	—	—	—
PIB réel	—	0.4119 (6.12)	—	—
Degrés-jours de chauffage	0.0304 (1.13)	0.0587 (2.50)	—	—
Trimestre 1	0.2326 (6.46)	0.0944 (5.14)	—	—
Trimestre 2	-0.3149 (-6.22)	-0.0789 (-3.33)	—	—
Trimestre 3	-0.5235 (-5.59)	-0.0684 (-1.40)	—	—

Catégorie 1, prix retardés de quatre périodes

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle			
	Trim	Ann	Rés	Aff	Trim	Ann	Rés	Aff	Trim	Ann	Rés	Aff
MeanAPE Total	4.56	3.53	-	-	3.62	3.71	-	-	3.30	3.68		
MinAPE Total	0.09	0.09	-	-	0.32	0.09	-	-	0.91	1.02		
MaxAPE Total	22.69	20.21	-	-	8.53	11.53	-	-	5.91	7.99		
MeanAPE Gaz naturel	9.39	7.08	-	-	7.55	9.61	-	-	4.93	4.85		
MinAPE Gaz naturel	0.05	0.50	-	-	0.09	0.28	-	-	0.29	3.00		
MaxAPE Gaz naturel	35.83	28.13	-	-	18.94	31.93	-	-	14.41	7.41		
MeanAPE Électricité	4.02	3.10	-	-	2.81	3.47	-	-	2.05	3.08		
MinAPE Électricité	0.05	0.00	-	-	0.13	0.27	-	-	0.93	0.29		
MaxAPE Électricité	35.45	15.11	-	-	8.93	11.55	-	-	4.08	8.78		
MeanAPE Mazout	10.30	14.92	-	-	14.84	6.29	-	-	15.24	6.28		
MinAPE Mazout	0.06	0.22	-	-	0.83	0.36	-	-	0.22	4.14		
MaxAPE Mazout	60.44	73.75	-	-	30.06	18.12	-	-	27.79	12.68		

%

TABLE B.4 – Catégorie 1, décomposition 1

ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE								
Variables	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}
Constante	0.0249 (3.92)	0.2129 (8.32)	0.0435 (2.06)	0.1293 (3.87)	0.0180 (1.64)	0.1851 (4.67)	-0.0239 (-0.64)	0.0397 (0.81)
Part retardée	0.6258 (14.60)	0.6258 (14.60)	0.8220 (19.89)	0.8220 (19.89)	0.6753 (8.79)	0.6753 (8.79)	0.9728 (12.32)	0.9728 (12.32)
Prix relatif de l'électricité	0.0057 (0.99)	—	0.0024 (0.23)	—	0.0077 (1.16)	—	0.0059 (0.48)	—
Prix MAX de l'électricité	—	0.0284 (0.70)	—	-0.0323 (-0.71)	—	0.0585 (0.89)	—	-0.0304 (-0.43)
Prix REC de l'électricité	—	0.0157 (0.96)	—	-0.0159 (-0.90)	—	-0.0088 (-0.13)	—	-0.0423 (-0.69)
Prix CUT de l'électricité	—	-0.0076 (-0.77)	—	-0.0135 (-1.10)	—	-0.0335 (-3.34)	—	-0.0242 (-2.13)
Prix relatif du gaz naturel	—	0.0057 (0.99)	—	0.0024 (0.23)	—	0.0077 (1.16)	—	0.0059 (0.48)
Prix MAX du gaz naturel	-0.0346 (-2.24)	—	-0.0468 (-1.18)	—	-0.0528 (-2.04)	—	-0.1336 (-2.15)	—
Prix REC du gaz naturel	-0.0182 (-2.43)	—	-0.0236 (-1.91)	—	0.0093 (0.72)	—	-0.0310 (-1.92)	—
Prix CUT du gaz naturel	-0.0189 (-2.47)	—	-0.0219 (-1.68)	—	-0.0119 (-1.20)	—	-0.0195 (-1.21)	—
Trimestre 1	0.0091 (3.41)	-0.0143 (-2.61)	0.0142 (2.48)	-0.0127 (-1.97)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0066 (2.67)	0.0207 (3.33)	-0.0065 (-1.35)	0.0093 (1.52)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0117 (-3.55)	0.0419 (5.54)	-0.0274 (-3.80)	0.0306 (3.43)	—	—	—	—

DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	6.0000 (4.04)	1.9902 (1.90)	7.1895 (5.80)	3.6369 (2.35)
Demande totale retardée	0.30 (2.74)	0.47 (6.47)	-0.23 (-1.58)	0.59 (5.53)
Prix MAX de l'énergie	-0.1376 (-0.39)	-0.7755 (-2.12)	-1.0099 (-3.45)	0.6682 (1.14)
Prix REC de l'énergie	-0.2854 (-1.58)	-0.5842 (-4.75)	0.8864 (3.20)	-0.6475 (-6.63)
Prix CUT de l'énergie	-0.2950 (-1.67)	-0.6019 (-4.76)	-0.1525 (-0.64)	-0.7471 (-2.37)
Revenu personnel réel	0.2414 (1.62)	—	0.3021 (2.46)	—
PIB réel	—	0.3417 (4.51)	—	0.2920 (2.64)
Degrés-jours de chauffage	0.0343 (1.28)	0.0537 (2.52)	0.4526 (10.23)	0.2091 (4.21)
Trimestre 1	0.2161 (5.56)	0.0959 (5.11)	—	—
Trimestre 2	-0.2912 (-5.44)	-0.0897 (-3.66)	—	—
Trimestre 3	-0.4785 (-4.94)	-0.0731 (-1.53)	—	—

Catégorie 1, décomposition 1

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle			
	Trim	Ann	Rés	Aff	Trim	Ann	Rés	Aff	Trim	Ann	Rés	Aff
MeanAPE Total	4.49	3.31	1.41	1.52	3.53	3.09	1.47	1.04	3.07	1.81		
MinAPE Total	0.14	0.06	0.02	0.06	0.29	0.04	0.47	0.02	0.35	0.21		
MaxAPE Total	21.84	18.21	3.47	8.11	8.70	8.23	2.34	1.93	5.92	4.81		
MeanAPE Gaz naturel	8.94	6.62	3.99	2.37	12.81	10.61	6.77	4.06	9.98	4.62		
MinAPE Gaz naturel	0.03	0.03	0.00	0.02	0.59	0.60	2.96	0.86	3.65	2.15		
MaxAPE Gaz naturel	36.64	32.93	9.38	6.05	28.26	40.81	9.65	7.48	18.09	7.50		
MeanAPE Électricité	3.94	3.12	1.95	1.71	2.67	2.75	2.27	3.05	1.87	2.43		
MinAPE Électricité	0.12	0.03	0.26	0.01	0.04	0.35	0.58	1.00	1.00	0.12		
MaxAPE Électricité	29.33	13.71	7.27	4.39	6.78	7.13	3.78	5.91	4.25	4.51		
MeanAPE Mazout	9.82	14.54	4.02	9.02	10.97	10.80	6.37	10.62	10.09	10.61		
MinAPE Mazout	0.01	0.03	0.14	1.17	0.57	0.38	1.20	4.65	8.00	3.88		
MaxAPE Mazout	58.67	85.14	9.35	40.25	22.35	31.38	11.14	22.79	12.19	20.46		

%

TABLE B.5 – Catégorie 1, décomposition 2

ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE								
Variables	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}
Constante	0.0307 (7.38)	0.1370 (8.52)	0.0562 (3.48)	0.1353 (4.82)	0.0251 (3.49)	0.1357 (4.52)	0.0123 (0.36)	0.0782 (1.73)
Part retardée	0.6839 (16.59)	0.6839 (16.59)	0.8142 (20.18)	0.8142 (20.18)	0.7429 (9.75)	0.7429 (9.75)	0.8998 (12.19)	0.8998 (12.19)
Prix relatif de l'électricité	-0.0085 (-2.79)	—	-0.0069 (-1.63)	—	-0.0057 (-1.75)	—	-0.0030 (-0.52)	—
Prix MAX de l'électricité	—	0.1329 (4.44)	—	-0.0386 (-1.75)	—	0.0869 (1.93)	—	-0.0271 (-1.32)
Prix relatif du gaz naturel	—	-0.0085 (-2.79)	—	-0.0069 (-1.63)	—	-0.0057 (-1.75)	—	-0.0030 (-0.52)
Prix MAX du gaz naturel	-0.0135 (-2.29)	—	-0.0291 (-0.99)	—	-0.0154 (-1.77)	—	-0.0864 (-1.54)	—
Trimestre 1	0.0088 (3.28)	-0.0138 (-2.37)	0.0149 (2.60)	-0.0129 (-2.01)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0054 (2.12)	0.0170 (2.63)	-0.0075 (-1.54)	0.0099 (1.61)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0125 (-4.09)	0.0371 (4.87)	-0.0292 (-4.06)	0.0320 (3.63)	—	—	—	—

DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	6.4840 (4.75)	2.3041 (2.71)	4.1784 (4.07)	2.1878 (0.73)
Demande totale retardée	0.27 (2.62)	0.63 (10.69)	0.18 (2.10)	0.73 (5.23)
Prix MAX de l'énergie	-0.0439 (-0.17)	0.2493 (0.76)	-0.4762 (-1.82)	0.4945 (0.32)
Revenu personnel réel	0.2513 (3.44)	—	0.3929 (4.65)	—
PIB réel	—	0.3224 (5.10)	—	0.2335 (2.06)
Degrés-jours de chauffage	0.0301 (1.10)	0.0565 (2.45)	0.4309 (9.16)	0.2487 (5.00)
Trimestre 1	0.2308 (6.41)	0.0927 (4.97)	—	—
Trimestre 2	-0.3153 (-6.26)	-0.0730 (-3.19)	—	—
Trimestre 3	-0.5252 (-5.62)	-0.0925 (-2.19)	—	—

Catégorie 1, décomposition 2

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle			
	Trim	Ann	Rés	Aff	Trim	Ann	Rés	Aff	Trim	Ann	Rés	Aff
%	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
MeanAPE Total	4.55	3.61	1.67	2.15	3.88	4.32	2.10	4.39	3.63	4.32	3.63	4.32
MinAPE Total	0.09	0.05	0.06	0.10	0.75	0.72	0.64	2.70	1.34	1.05	1.34	1.05
MaxAPE Total	23.07	20.95	4.51	8.93	9.39	12.70	4.06	6.89	6.54	9.38	6.54	9.38
MeanAPE Gaz naturel	9.30	7.48	5.04	3.59	10.81	11.35	5.16	5.63	9.01	6.76	9.01	6.76
MinAPE Gaz naturel	0.14	0.02	0.30	0.02	0.47	0.11	1.69	2.88	3.00	1.39	3.00	1.39
MaxAPE Gaz naturel	35.13	34.98	12.24	8.06	26.95	37.76	8.28	10.90	18.81	10.17	18.81	10.17
MeanAPE Électricité	4.00	3.08	1.72	2.04	2.65	2.64	2.50	2.11	1.70	2.05	1.70	2.05
MinAPE Électricité	0.05	0.02	0.02	0.09	0.32	0.20	0.93	0.35	0.79	0.15	0.79	0.15
MaxAPE Électricité	30.93	16.30	8.39	7.12	8.01	9.50	4.82	3.76	3.42	7.69	3.42	7.69
MeanAPE Mazout	9.94	15.02	5.35	9.69	11.71	11.79	11.31	17.83	13.10	11.42	13.10	11.42
MinAPE Mazout	0.16	0.11	0.34	0.67	2.70	0.32	1.92	8.65	1.56	0.52	1.56	0.52
MaxAPE Mazout	62.81	70.76	19.66	46.46	28.77	22.37	23.05	30.14	24.39	18.34	24.39	18.34

TABLE B.6 – Catégorie 1, décomposition 3

ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE								
Variables	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}
Constante	0.0368 (8.49)	0.2147 (10.04)	0.0702 (8.55)	0.1115 (5.10)	0.0295 (3.98)	0.1598 (4.40)	0.0423 (2.96)	0.0692 (1.84)
Part retardée	0.6178 (14.75)	0.6178 (14.75)	0.8113 (24.26)	0.8113 (24.26)	0.7166 (8.98)	0.7166 (8.98)	0.8929 (15.36)	0.8929 (15.36)
Prix relatif de l'électricité	-0.0064 (-1.95)	—	-0.0148 (-2.77)	—	-0.0064 (-1.91)	—	-0.0149 (-1.94)	—
Prix RISE de l'électricité	—	0.0266 (6.10)	—	-0.0029 (-1.17)	—	0.0503 (2.14)	—	-0.0102 (-1.18)
Prix relatif du gaz naturel	—	-0.0064 (-1.95)	—	-0.0148 (-2.77)	—	-0.0064 (-1.91)	—	-0.0149 (-1.94)
Prix RISE du gaz naturel	-0.0008 (-2.01)	—	-0.0036 (-1.73)	—	-0.0050 (-1.49)	—	-0.0234 (-2.04)	—
Trimestre 1	0.0104 (3.84)	-0.0152 (-2.80)	0.0147 (2.69)	-0.0131 (-2.10)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0062 (2.42)	0.0217 (3.53)	-0.0076 (-1.57)	-0.0105 (1.75)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0153 (-4.97)	0.0450 (6.12)	-0.0295 (-4.52)	0.0329 (4.14)	—	—	—	—

DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	6.2116 (4.41)	2.0500 (2.50)	4.9798 (3.40)	-0.6420 (-0.78)
Demande totale retardée	0.28 (2.67)	0.62 (8.76)	0.24 (2.21)	0.69 (5.41)
Prix RISE de l'énergie	-0.0126 (-0.38)	0.0047 (0.40)	-0.0719 (-0.41)	-0.5199 (-4.31)
Revenu personnel réel	0.2896 (1.94)	—	0.2924 (3.20)	—
PIB réel	—	0.3112 (3.85)	—	0.4741 (4.01)
Degrés-jours de chauffage	0.0293 (1.08)	0.0567 (2.49)	0.4300 (7.70)	0.2296 (5.85)
Trimestre 1	0.2289 (6.26)	0.0937 (4.85)	—	—
Trimestre 2	-0.3114 (-6.07)	-0.0760 (-3.03)	—	—
Trimestre 3	-0.5201 (-5.52)	-0.0946 (-2.14)	—	—

Catégorie 1, décomposition 3

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon			Hors-échantillon			Somme annuelle					
	Trim	An	Trim	Trim	An	Trim	Trim	An	Trim	Rés	Aff	Trim
MeanAPE Total	4.55	3.60	1.71	1.80	3.98	4.28	2.43	1.41	3.84	4.39		
MinAPE Total	0.00	0.04	0.03	0.30	0.49	0.30	1.04	0.27	1.73	1.42		
MaxAPE Total	22.91	20.60	4.51	8.26	9.39	12.85	4.25	3.38	6.65	9.54		
MeanAPE Gaz naturel	9.24	7.52	5.06	2.91	10.12	11.46	6.30	1.82	7.95	7.01		
MinAPE Gaz naturel	0.02	0.10	0.14	0.38	1.41	0.08	2.86	0.36	2.12	1.82		
MaxAPE Gaz naturel	34.72	33.78	11.95	7.93	27.04	37.86	9.92	3.57	17.51	10.31		
MeanAPE Électricité	3.96	3.09	1.62	1.93	3.31	2.60	2.21	2.55	2.84	2.13		
MinAPE Électricité	0.01	0.00	0.01	0.09	0.27	0.04	0.02	0.53	0.77	0.12		
MaxAPE Électricité	30.35	15.41	7.55	6.91	7.02	9.52	4.47	6.84	5.20	7.44		
MeanAPE Mazout	9.91	15.10	5.50	9.48	10.92	12.56	11.02	9.53	10.35	12.40		
MinAPE Mazout	0.36	0.60	0.07	0.47	1.09	1.23	3.78	1.08	6.49	1.25		
MaxAPE Mazout	60.89	76.18	19.94	46.07	23.87	27.98	23.26	16.79	14.79	20.04		

%

TABLE B.7 – Catégorie 1, décomposition 1 et prix retardés d'une période

Variables	ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE							
	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MSGN	MSEL	MSGN	MSEL	MSGN	MSEL	MSGN	MSEL
Constante	0.0289 (5.05)	0.2051 (7.75)	0.0491 (2.40)	0.1390 (4.19)	0.0212 (2.10)	0.2041 (5.17)	0.0388 (1.14)	0.1248 (2.77)
Part retardée	0.6242 (14.24)	0.6242 (14.24)	0.7965 (19.60)	0.7965 (19.60)	0.6558 (8.89)	0.6558 (8.89)	0.8547 (12.10)	0.8547 (12.10)
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0038 (0.66)	—	0.0083 (0.78)	—	0.0078 (1.16)	—	0.0029 (0.22)	—
Prix MAX de l'électricité retardé	—	0.0486 (1.19)	—	-0.0189 (-0.41)	—	0.0397 (0.58)	—	-0.0678 (-0.99)
Prix REC de l'électricité retardé	—	0.0042 (0.25)	—	-0.0265 (-1.49)	—	0.0080 (0.12)	—	-0.0081 (-0.13)
Prix CUT de l'électricité retardé	—	-0.0144 (-1.44)	—	-0.0209 (-1.71)	—	-0.0391 (-3.29)	—	-0.0225 (-1.98)
Prix relatif du gaz naturel retardé	—	0.0038 (0.66)	—	0.0083 (0.78)	—	0.0078 (1.16)	—	0.0029 (0.22)
Prix MAX du gaz naturel retardé	-0.0307 (-1.95)	—	-0.0383 (-0.98)	—	-0.0434 (-1.79)	—	-0.0273 (-0.48)	—
Prix REC du gaz naturel retardé	-0.0035 (-0.46)	—	-0.0140 (-1.09)	—	0.0163 (1.19)	—	-0.0113 (-0.54)	—
Prix CUT du gaz naturel retardé	-0.0047 (-0.59)	—	-0.0145 (-1.06)	—	-0.0041 (-0.37)	—	-0.0041 (-0.19)	—
Trimestre 1	0.0097 (3.26)	-0.0145 (-2.60)	0.0161 (2.84)	-0.0138 (-2.18)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0050 (1.58)	0.0217 (3.31)	-0.0086 (-1.77)	0.0099 (1.62)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0160 (-4.84)	0.0433 (5.64)	-0.0318 (-4.45)	0.0345 (3.92)	—	—	—	—

Variables	DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE			
	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	6.2538 (4.47)	2.5218 (2.39)	6.4585 (4.51)	2.2545 (1.53)
Demande totale retardée	0.28 (2.63)	0.51 (7.06)	0.05 (0.25)	0.55 (3.70)
Prix MAX de l'énergie retardé	-0.1023 (-0.32)	-0.4154 (-1.27)	-0.2787 (-1.13)	0.1194 (0.31)
Prix REC de l'énergie retardé	-0.1666 (-0.90)	-0.5649 (-4.63)	0.1189 (0.37)	-0.6971 (-3.73)
Prix CUT de l'énergie retardé	-0.1709 (-0.93)	-0.5796 (-4.64)	-0.2647 (-0.79)	-0.6046 (-1.67)
Revenu personnel réel	0.2526 (1.60)	—	0.2595 (1.64)	—
PIB réel	—	0.3019 (3.78)	—	0.3860 (4.26)
Degrés-jours de chauffage	0.0306 (1.14)	0.0493 (2.26)	0.4342 (7.92)	0.2786 (8.17)
Trimestre 1	0.2187 (5.46)	0.0554 (2.80)	—	—
Trimestre 2	-0.3210 (-6.44)	-0.1939 (-4.57)	—	—
Trimestre 3	-0.5211 (-5.65)	-0.1764 (-2.89)	—	—

Catégorie 1, décomposition 1 et prix retardés d'une période

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle			
	Trim	An	Rés	Aff	Trim	An	Rés	Aff	Trim	An	Rés	Aff
MeanAPE Total	4.55	3.27	1.64	1.69	3.94	3.08	2.41	2.02	3.60	1.84		
MinAPE Total	0.19	0.04	0.09	0.11	0.25	0.18	0.60	0.59	1.14	0.03		
MaxAPE Total	22.39	16.37	4.67	7.88	10.01	7.98	4.17	3.43	6.76	3.87		
MeanAPE Gaz naturel	8.75	6.79	4.35	2.69	8.29	9.05	2.99	3.67	5.62	3.37		
MinAPE Gaz naturel	0.03	0.17	0.12	0.20	0.25	0.96	0.17	1.40	0.16	0.16		
MaxAPE Gaz naturel	36.29	32.40	10.90	6.33	22.25	35.08	6.66	5.42	15.55	5.71		
MeanAPE Électricité	4.03	3.19	2.00	1.65	3.22	2.63	2.25	1.47	2.54	2.21		
MinAPE Électricité	0.06	0.00	0.10	0.03	0.69	0.14	0.42	0.21	0.70	1.21		
MaxAPE Électricité	30.08	12.06	7.47	5.09	7.83	7.73	6.32	3.25	5.33	4.42		
MeanAPE Mazout	9.88	14.79	4.94	9.45	10.75	13.00	10.11	10.67	11.22	12.97		
MinAPE Mazout	0.16	0.06	0.29	0.48	1.48	1.19	2.93	4.45	5.71	1.69		
MaxAPE Mazout	59.34	72.44	13.78	47.57	23.92	31.95	18.80	16.48	17.25	20.16		

%

TABLE B.8 – Catégorie 1, décomposition 2 et prix retardés d'une période

ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE								
Variables	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MSGN	MS _{EL}	MSGN	MS _{EL}	MSGN	MS _{EL}	MSGN	MS _{EL}
Constante	0.0306 (7.29)	0.1417 (8.81)	0.0628 (4.03)	0.1452 (5.30)	0.0241 (3.34)	0.1421 (4.59)	0.0560 (1.88)	0.1351 (3.29)
Part retardée	0.6762 (16.45)	0.6762 (16.45)	0.7939 (20.29)	0.7939 (20.29)	0.7421 (9.90)	0.7421 (9.90)	0.8076 (12.31)	0.8076 (12.31)
Prix relatif de l'électricité retardé	-0.0061 (-1.93)	—	-0.0037 (-0.83)	—	-0.0022 (-0.52)	—	0.0001 (0.02)	—
Prix MAX de l'électricité retardé	—	0.1369 (4.64)	—	-0.0338 (-1.56)	—	0.0798 (1.87)	—	-0.0276 (-1.45)
Prix relatif du gaz naturel retardé	—	-0.0061 (-1.93)	—	-0.0037 (-0.83)	—	-0.0022 (-0.52)	—	0.0001 (0.02)
Prix MAX du gaz naturel retardé	-0.0127 (-2.16)	—	-0.0170 (-0.61)	—	-0.0108 (-1.33)	—	-0.0111 (-0.24)	—
Trimestre 1	0.0092 (3.40)	-0.0148 (-2.54)	0.0170 (2.95)	-0.0140 (-2.21)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0051 (1.99)	0.0154 (2.38)	-0.0084 (-1.74)	0.0105 (1.72)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0132 (-4.31)	0.0358 (4.69)	-0.0322 (-4.58)	0.0350 (4.05)	—	—	—	—

DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE					
Variables	Trimestriel		Annuel		
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires	
Constante		6.4050 (5.00)	2.6996 (3.49)	5.3614 (7.40)	2.6144 (1.89)
Demande totale retardée		0.27 (2.61)	0.63 (10.77)	0.13 (1.07)	0.73 (5.33)
Prix MAX de l'énergie retardé		-0.0678 (-0.27)	0.4282 (1.48)	-0.2104 (-1.01)	0.6855 (1.91)
Revenu personnel réel		0.2577 (3.55)	—	0.3432 (3.21)	—
PIB réel		—	0.3082 (4.99)	—	0.2181 (2.13)
Degrés-jours de chauffage		0.0298 (1.09)	0.0560 (2.45)	0.4371 (8.71)	0.2549 (5.41)
Trimestre 1		0.2310 (6.39)	0.0929 (4.99)	—	—
Trimestre 2		-0.3158 (-6.26)	-0.0727 (-3.21)	—	—
Trimestre 3		-0.5263 (-5.65)	-0.0911 (-2.17)	—	—

Catégorie 1, décomposition 2 et prix retardés d'une période

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle			
	Trim	An	Rés	Aff	Trim	An	Rés	Aff	Trim	An	Rés	Aff
MeanAPE Total	4.55	3.59	1.71	1.95	3.92	4.15	2.45	3.46	3.72	4.13		
MinAPE Total	0.04	0.01	0.02	0.05	0.55	0.70	0.60	2.43	1.48	0.82		
MaxAPE Total	23.07	20.83	4.17	9.54	9.68	12.51	4.12	5.36	6.74	9.18		
MeanAPE Gaz naturel	9.32	7.38	4.86	3.14	8.90	10.16	3.24	4.19	6.37	5.16		
MinAPE Gaz naturel	0.23	0.03	0.21	0.24	0.28	1.57	0.85	2.26	0.77	0.15		
MaxAPE Gaz naturel	36.08	33.40	12.20	7.28	23.38	35.11	6.37	5.83	16.78	8.48		
MeanAPE Électricité	3.99	3.05	1.72	2.00	2.66	2.62	2.09	1.90	1.71	2.01		
MinAPE Électricité	0.02	0.01	0.06	0.08	0.11	0.10	0.30	0.04	0.82	0.37		
MaxAPE Électricité	30.87	16.12	7.06	6.46	7.75	9.31	4.21	3.51	3.59	7.53		
MeanAPE Mazout	10.20	15.33	5.85	10.18	13.47	15.87	13.99	17.99	14.78	15.91		
MinAPE Mazout	0.12	0.33	0.48	0.14	0.16	1.92	0.81	10.65	1.59	4.69		
MaxAPE Mazout	63.58	68.17	25.56	52.47	32.74	30.73	29.80	27.98	27.49	24.11		

%

TABLE B.9 – Catégorie 1, décomposition 3 et prix retardés d'une période

ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE								
Variables	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}
Constante	0.0359 (8.10)	0.2191 (10.11)	0.0725 (8.68)	0.1298 (5.97)	0.0275 (3.75)	0.1630 (4.47)	0.0576 (4.12)	0.1173 (3.20)
Part retardée	0.6138 (14.41)	0.6138 (14.41)	0.7855 (23.49)	0.7855 (23.49)	0.7210 (9.36)	0.7210 (9.36)	0.8198 (14.76)	0.8198 (14.76)
Prix relatif de l'électricité retardé	-0.0039 (-1.18)	—	-0.0082 (-1.51)	—	-0.0030 (-0.73)	—	-0.0044 (-0.48)	—
Prix RISE de l'électricité retardé	—	0.0268 (6.03)	—	-0.0028 (-1.14)	—	0.0455 (2.08)	—	-0.0098 (-1.18)
Prix relatif du gaz naturel retardé	—	-0.0039 (-1.18)	—	-0.0082 (-1.51)	—	-0.0030 (-0.73)	—	-0.0044 (-0.48)
Prix RISE du gaz naturel retardé	-0.0006 (-1.63)	—	-0.0017 (-0.84)	—	-0.0033 (-1.03)	—	-0.0069 (-0.65)	—
Trimestre 1	0.0107 (3.91)	-0.0159 (-2.89)	0.0173 (3.16)	-0.0147 (-2.39)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0059 (2.28)	0.0214 (3.33)	-0.0090 (-1.85)	0.0106 (1.76)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0157 (-5.06)	0.0435 (5.75)	-0.0333 (-5.11)	0.0365 (4.57)	—	—	—	—

DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	6.1946 (4.35)	2.0104 (2.46)	5.1510 (5.74)	-0.7742 (-0.80)
Demande totale retardée	0.28 (2.67)	0.62 (8.76)	0.21 (2.57)	0.69 (5.17)
Prix RISE de l'énergie retardé	-0.0132 (-0.39)	0.0039 (0.33)	-0.0743 (-0.56)	-0.5584 (-3.99)
Revenu personnel réel	0.2924 (1.92)	—	0.3045 (3.19)	—
PIB réel	—	0.3176 (3.94)	—	0.4748 (3.90)
Degrés-jours de chauffage	0.0291 (1.07)	0.0566 (2.48)	0.4333 (8.47)	0.2517 (6.45)
Trimestre 1	0.2289 (6.25)	0.0940 (4.87)	—	—
Trimestre 2	-0.3121 (-6.08)	-0.0757 (-3.08)	—	—
Trimestre 3	-0.5209 (-5.53)	-0.0945 (-2.16)	—	—

Catégorie 1, décomposition 3 et prix retardés d'une période

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle			
	Trim	An	Rés	Aff	Trim	An	Rés	Aff	Trim	An	Rés	Aff
MeanAPE Total	4.55	3.61	1.71	1.82	3.98	4.30	2.45	2.03	3.83	4.38		
MinAPE Total	0.01	0.02	0.04	0.08	0.52	0.40	0.79	0.38	1.76	1.42		
MaxAPE Total	22.90	20.62	4.40	7.92	9.48	12.79	4.19	4.05	6.66	9.54		
MeanAPE Gaz naturel	9.18	7.50	4.91	3.17	8.71	10.92	3.94	3.28	5.90	6.07		
MinAPE Gaz naturel	0.29	0.00	0.27	0.54	0.21	0.63	0.02	2.35	0.60	1.19		
MaxAPE Gaz naturel	35.31	33.16	12.45	8.34	24.14	36.14	7.48	4.77	16.01	9.58		
MeanAPE Électricité	3.94	3.08	1.73	2.09	3.20	2.47	2.15	1.93	2.70	1.98		
MinAPE Électricité	0.02	0.04	0.06	0.12	0.06	0.07	0.04	0.57	0.87	0.55		
MaxAPE Électricité	30.33	15.55	6.96	6.79	6.96	9.36	4.42	5.11	5.02	7.37		
MeanAPE Mazout	9.89	15.25	5.91	9.66	10.60	16.80	12.86	15.81	11.37	17.10		
MinAPE Mazout	0.22	0.32	0.18	0.03	0.18	0.91	2.61	5.94	4.86	6.68		
MaxAPE Mazout	61.49	70.24	24.39	50.50	25.26	31.70	28.10	24.36	19.22	22.66		

%

TABLE B.10 – Catégorie 1, décomposition 1 et prix retardés de quatre périodes

Variables	ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE							
	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MSGN	MSEL	MSGN	MSEL	MSGN	MSEL	MSGN	MSEL
Constante	0.0282 (4.49)	0.2168 (8.25)	0.0612 (2.98)	0.1905 (5.94)	—	—	—	—
Part retardée	0.6077 (14.36)	0.6077 (14.36)	0.7755 (20.69)	0.7755 (20.69)	—	—	—	—
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0045 (0.76)	—	0.0074 (0.68)	—	—	—	—	—
Prix MAX de l'électricité retardé	—	0.0478 (1.18)	—	-0.0899 (-2.01)	—	—	—	—
Prix REC de l'électricité retardé	—	0.0081 (0.49)	—	-0.0096 (-0.54)	—	—	—	—
Prix CUT de l'électricité retardé	—	-0.0128 (-1.19)	—	-0.0143 (-1.16)	—	—	—	—
Prix relatif du gaz naturel retardé	—	0.0045 (0.76)	—	0.0074 (0.68)	—	—	—	—
Prix MAX du gaz naturel retardé	-0.0212 (-1.39)	—	-0.0071 (-0.18)	—	—	—	—	—
Prix REC du gaz naturel retardé	-0.0129 (-1.54)	—	-0.0208 (-1.48)	—	—	—	—	—
Prix CUT du gaz naturel retardé	-0.0132 (-1.54)	—	-0.0199 (-1.34)	—	—	—	—	—
Trimestre 1	0.0100 (3.68)	-0.0153 (-2.79)	0.0182 (3.30)	-0.0154 (-2.50)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0068 (2.63)	0.0221 (3.58)	-0.0079 (-1.64)	0.0112 (1.87)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0135 (-4.07)	0.0444 (5.93)	-0.0339 (-4.96)	0.0380 (4.55)	—	—	—	—

Variables	DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE			
	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	6.1792 (4.25)	3.1139 (2.97)	—	—
Demande totale retardée	0.27 (2.57)	0.49 (5.81)	—	—
Prix MAX de l'énergie retardé	-0.1378 (-0.53)	-0.0937 (-0.33)	—	—
Prix REC de l'énergie retardé	-0.1788 (-1.14)	-0.4258 (-2.92)	—	—
Prix CUT de l'énergie retardé	-0.1818 (-1.12)	-0.4380 (-2.92)	—	—
Revenu personnel réel	0.2707 (1.66)	—	—	—
PIB réel	—	0.3181 (3.82)	—	—
Degrés-jours de chauffage	0.0314 (1.17)	0.0587 (2.48)	—	—
Trimestre 1	0.2285 (6.27)	0.1007 (5.27)	—	—
Trimestre 2	-0.3091 (-6.02)	-0.0861 (-3.27)	—	—
Trimestre 3	-0.5125 (-5.48)	-0.0767 (-1.45)	—	—

Catégorie 1, décomposition 1 et prix retardés de quatre périodes

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle			
	Trim	An	Rés	Aff	Trim	An	Rés	Aff	Trim	An	Rés	Aff
MeanAPE Total	4.56	3.52	-	-	4.11	3.38	-	-	3.98	3.41		
MinAPE Total	0.13	0.00	-	-	0.23	0.48	-	-	1.64	1.64		
MaxAPE Total	22.57	20.56	-	-	10.80	11.23	-	-	7.59	7.37		
MeanAPE Gaz naturel	9.12	6.88	-	-	10.09	9.66	-	-	6.83	4.74		
MinAPE Gaz naturel	0.15	0.02	-	-	0.33	0.29	-	-	0.78	3.24		
MaxAPE Gaz naturel	34.74	28.01	-	-	28.75	31.92	-	-	18.73	7.00		
MeanAPE Électricité	3.99	3.09	-	-	3.58	2.40	-	-	3.02	2.12		
MinAPE Électricité	0.02	0.01	-	-	0.07	0.09	-	-	0.29	0.58		
MaxAPE Électricité	30.28	16.64	-	-	8.91	9.71	-	-	6.46	6.70		
MeanAPE Mazout	9.89	15.04	-	-	11.06	12.61	-	-	10.60	12.17		
MinAPE Mazout	0.14	0.55	-	-	1.00	0.39	-	-	6.05	0.06		
MaxAPE Mazout	60.95	71.04	-	-	23.64	24.13	-	-	17.30	16.72		

%

TABLE B.11 – Catégorie 1, décomposition 2 et prix retardés de quatre périodes

Variables	ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE							
	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}
Constante	0.0306 (7.20)	0.1472 (9.12)	0.0755 (5.08)	0.1682 (6.45)	—	—	—	—
Part retardée	0.6644 (16.55)	0.6644 (16.55)	0.7681 (20.93)	0.7681 (20.93)	—	—	—	—
Prix relatif de l'électricité retardé	-0.0053 (-1.42)	—	-0.0045 (-0.83)	—	—	—	—	—
Prix MAX de l'électricité retardé	—	0.1412 (5.00)	—	-0.0459 (-2.24)	—	—	—	—
Prix relatif du gaz naturel retardé	—	-0.0053 (-1.42)	—	-0.0045 (-0.83)	—	—	—	—
Prix MAX du gaz naturel retardé	-0.0081 (-1.44)	—	0.0105 (0.41)	—	—	—	—	—
Trimestre 1	0.0094 (3.49)	-0.0142 (-2.45)	0.0188 (3.38)	-0.0159 (-2.55)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0057 (2.22)	0.0185 (2.88)	-0.0088 (-1.81)	0.0119 (1.98)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0133 (-4.35)	0.0390 (5.14)	-0.0354 (-5.18)	0.0394 (4.73)	—	—	—	—

Variables	DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE				
	Trimestriel		Annuel		
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires	
Constante		6.3111 (5.32)	2.6382 (3.94)	—	—
Demande totale retardée		0.27 (2.60)	0.62 (10.65)	—	—
Prix MAX de l'énergie retardé		-0.0893 (-0.41)	0.3458 (1.57)	—	—
Revenu personnel réel		0.2667 (3.69)	—	—	—
PIB réel		—	0.3127 (5.16)	—	—
Degrés-jours de chauffage		0.0299 (1.10)	0.0556 (2.40)	—	—
Trimestre 1		0.2308 (6.33)	0.0955 (5.13)	—	—
Trimestre 2		-0.3155 (-6.20)	-0.0751 (-3.29)	—	—
Trimestre 3		-0.5257 (-5.62)	-0.0961 (-2.22)	—	—

Catégorie 1, décomposition 2 et prix retardés de quatre périodes

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle			
	Trim	Ann	Trim	Ann	Trim	Ann	Trim	Ann	Trim	Ann	Trim	Ann
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
MeanAPE Total	4.55	3.58	-	-	4.02	4.00	-	-	3.89	3.98	3.89	3.98
MinAPE Total	0.05	0.03	-	-	0.45	0.58	-	-	1.69	0.83	1.69	0.83
MaxAPE Total	22.97	21.10	-	-	9.90	12.47	-	-	7.07	9.10	7.07	9.10
MeanAPE Gaz naturel	9.26	7.22	-	-	9.26	10.50	-	-	7.14	5.50	7.14	5.50
MinAPE Gaz naturel	0.05	0.03	-	-	0.93	0.99	-	-	1.87	0.73	1.87	0.73
MaxAPE Gaz naturel	36.37	33.31	-	-	25.44	35.46	-	-	17.72	8.91	17.72	8.91
MeanAPE Électricité	3.91	3.05	-	-	2.77	2.52	-	-	1.87	1.91	1.87	1.91
MinAPE Électricité	0.02	0.01	-	-	0.23	0.27	-	-	0.95	0.03	0.95	0.03
MaxAPE Électricité	30.95	16.81	-	-	7.66	8.76	-	-	4.05	7.09	4.05	7.09
MeanAPE Mazout	10.44	15.41	-	-	14.19	15.70	-	-	15.31	15.76	15.31	15.76
MinAPE Mazout	0.03	0.42	-	-	0.32	2.64	-	-	3.64	4.64	3.64	4.64
MaxAPE Mazout	63.19	69.50	-	-	33.16	31.76	-	-	29.43	25.02	29.43	25.02

%

TABLE B.12 – Catégorie 1, décomposition 3 et prix retardés de quatre périodes

Variables	ÉQUATIONS DES PARTS DE CHAQUE FORME D'ÉNERGIE							
	Trimestriel				Annuel			
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires	
	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}	MS _{GN}	MS _{EL}
Constante	0.0356 (7.99)	0.2225 (10.42)	0.0738 (8.82)	0.1358 (6.40)	—	—	—	—
Part retardée	0.6101 (14.84)	0.6101 (14.84)	0.7744 (24.04)	0.7744 (24.04)	—	—	—	—
Prix relatif de l'électricité retardé	-0.0034 (-0.92)	—	-0.0068 (-1.11)	—	—	—	—	—
Prix RISE de l'électricité retardé	—	0.0271 (6.32)	—	-0.0025 (-1.00)	—	—	—	—
Prix relatif du gaz naturel retardé	—	-0.0034 (-0.92)	—	-0.0068 (-1.11)	—	—	—	—
Prix RISE du gaz naturel retardé	-0.006 (-1.48)	—	-0.0010 (-0.48)	—	—	—	—	—
Trimestre 1	0.0107 (3.96)	-0.0155 (-2.81)	0.0181 (3.35)	-0.0153 (-2.47)	—	—	—	—
Trimestre 2	0.0063 (2.45)	0.0219 (3.57)	-0.0086 (-1.78)	0.0121 (2.01)	—	—	—	—
Trimestre 3	-0.0156 (-5.07)	0.0452 (6.13)	-0.0345 (-5.33)	0.0387 (4.97)	—	—	—	—

Variables	DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE				
	Trimestriel		Annuel		
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires	
Constante		6.0755 (4.15)	1.7462 (2.26)	—	—
Demande totale retardée		0.27 (2.60)	0.63 (9.20)	—	—
Prix RISE de l'énergie retardé		-0.0212 (-0.59)	-0.0006 (-0.05)	—	—
Revenu personnel réel		0.3300 (2.03)	—	—	—
PIB réel		—	0.3436 (4.25)	—	—
Degrés-jours de chauffage		0.0279 (1.02)	0.0562 (2.46)	—	—
Trimestre 1		0.2335 (6.41)	0.0928 (4.89)	—	—
Trimestre 2		-0.3170 (-6.19)	-0.0740 (-3.01)	—	—
Trimestre 3		-0.5311 (-5.62)	-0.0930 (-2.16)	—	—

Catégorie 1, décomposition 3 et prix retardés de quatre périodes

	ERREURS DE PRÉVISION											
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle			
	Trim	Aff	Rés	An	Trim	Aff	Rés	An	Trim	Aff	Rés	Aff
MeanAPE Total	4.55	3.60	-	-	3.99	4.30	-	-	3.88	4.39	-	-
MinAPE Total	0.01	0.00	-	-	0.35	0.41	-	-	1.88	1.38	-	-
MaxAPE Total	22.94	20.64	-	-	9.74	12.76	-	-	6.65	9.53	-	-
MeanAPE Gaz naturel	9.15	7.45	-	-	8.59	11.00	-	-	5.94	6.15	-	-
MinAPE Gaz naturel	0.15	0.08	-	-	0.04	0.49	-	-	0.82	1.41	-	-
MaxAPE Gaz naturel	35.56	33.54	-	-	24.91	36.74	-	-	16.02	9.70	-	-
MeanAPE Électricité	3.97	3.05	-	-	3.27	2.47	-	-	2.91	1.95	-	-
MinAPE Électricité	0.06	0.06	-	-	0.15	0.27	-	-	1.22	0.50	-	-
MaxAPE Électricité	30.65	15.54	-	-	7.38	9.32	-	-	5.27	7.28	-	-
MeanAPE Mazout	9.91	15.41	-	-	10.52	17.36	-	-	10.74	17.60	-	-
MinAPE Mazout	0.14	0.94	-	-	0.98	1.15	-	-	4.43	6.36	-	-
MaxAPE Mazout	61.67	71.33	-	-	24.56	33.83	-	-	19.15	26.12	-	-

%

TABLE B.13 – Catégorie 2, modèle de base

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	2.9565 (3.34)	0.5166 (1.23)	2.8765 (3.17)	0.4931 (0.90)
Demande totale retardée	0.58 (7.17)	0.71 (14.29)	0.36 (1.79)	0.78 (11.59)
Prix relatif de l'électricité	0.0457 (0.79)	0.0919 (1.59)	0.0585 (0.92)	0.0750 (1.44)
Prix relatif du gaz naturel	-0.1958 (-2.13)	-0.0948 (-1.39)	-0.0347 (-0.31)	-0.0403 (-0.72)
Revenu personnel réel	0.0666 (0.78)	—	0.1988 (1.56)	—
PIB réel	—	0.3173 (2.89)	—	0.1940 (1.20)
Degrés-jours de chauffage	0.0949 (2.14)	0.1200 (2.76)	0.4599 (3.30)	0.3850 (5.69)
Trimestre 1	0.2235 (4.29)	0.1365 (3.81)	—	—
Trimestre 2	-0.0678 (-1.54)	-0.0658 (-2.02)	—	—
Trimestre 3	-0.4427 (-3.68)	-0.1991 (-2.63)	—	—

	ERREURS DE PRÉVISION									
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.74	6.85	4.48	2.42	10.97	10.61	7.57	4.10	8.29	5.32
MinAPE	0.02	0.03	0.73	0.14	0.92	0.33	5.81	0.43	0.55	1.54
MaxAPE	35.71	26.30	12.67	5.45	27.87	31.28	10.45	6.97	13.96	8.26

TABLE B.14 – Catégorie 2, prix retardés d'une période

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires			
Constante	3.1952 (3.52)		0.3590 (0.89)		3.0956 (3.66)		0.6487 (1.41)			
Demande totale retardée	0.56 (6.87)		0.69 (12.76)		0.35 (1.91)		0.79 (13.02)			
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0244 (0.37)		0.1148 (1.85)		0.0691 (1.17)		0.0720 (1.55)			
Prix relatif du gaz naturel retardé	-0.0570 (-0.5)		-0.0594 (-0.77)		-0.0025 (-0.03)		-0.0119 (-0.19)			
Revenu personnel réel	0.0599 (0.68)		—		0.1837 (1.63)		—			
PIB réel	—		0.3735 (3.23)		—		0.1603 (1.16)			
Degrés-jours de chauffage	0.0991 (2.21)		0.1146 (2.54)		0.4481 (3.53)		0.3786 (6.08)			
Trimestre 1	0.2375 (4.40)		0.1455 (4.20)		—		—			
Trimestre 2	-0.0911 (-1.79)		-0.0727 (-2.00)		—		—			
Trimestre 3	-0.5016 (-4.27)		-0.2202 (-2.55)		—		—			

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.80	6.83	4.21	2.29	8.52	9.33	4.05	1.53	4.41	2.82
MinAPE	0.01	0.14	0.55	0.04	0.26	0.54	1.96	0.23	0.20	0.44
MaxAPE	35.60	26.27	12.86	5.71	18.61	29.15	8.23	3.62	10.74	4.68

TABLE B.15 – Catégorie 2, prix retardés de quatre périodes

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel	Affaires				
Constante	3.0633 (3.40)		0.2998 (0.63)		—	—				
Demande totale retardée	0.55 (6.35)		0.68 (12.22)		—	—				
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0557 (0.95)		0.1379 (2.37)		—	—				
Prix relatif du gaz naturel retardé	-0.1101 (-1.22)		-0.1427 (-1.79)		—	—				
Revenu personnel réel	0.0900 (0.97)		—		—	—				
PIB réel	—		0.3890 (3.05)		—	—				
Degrés-jours de chauffage	0.0980 (2.21)		0.1155 (2.72)		—	—				
Trimestre 1	0.2467 (4.56)		0.1529 (4.49)		—	—				
Trimestre 2	-0.0754 (-1.65)		-0.0731 (-2.08)		—	—				
Trimestre 3	-0.4878 (-3.91)		-0.2242 (-2.77)		—	—				

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.82	6.89	—	—	8.52	9.54	—	—	4.39	4.16
MinAPE	0.03	0.08	—	—	0.67	0.07	—	—	0.79	1.83
MaxAPE	34.41	25.02	—	—	21.80	27.40	—	—	11.37	7.06

TABLE B.16 – Catégorie 2, décomposition 1

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires			
Constante	3.7092	-0.1663	-0.2870	-1.0069	(1.10)	(-0.11)	(-0.09)	(-0.76)		
Demande totale retardée	0.58	0.72	0.36	0.82	(7.20)	(11.72)	(1.87)	(12.91)		
Prix relatif de l'électricité	0.0839	0.0835	0.1324	0.0786	(1.32)	(1.21)	(1.96)	(1.60)		
Prix MAX du gaz naturel	-0.3368	-0.1352	-0.7946	-0.3211	(-1.35)	(-0.57)	(-2.50)	(-1.54)		
Prix REC du gaz naturel	-0.1981	-0.1130	0.0971	-0.1580	(-2.23)	(-1.47)	(0.42)	(-1.16)		
Prix CUT du gaz naturel	-0.2161	-0.0944	0.0260	-0.0318	(-2.35)	(-1.36)	(0.13)	(-0.64)		
Revenu personnel réel	-0.0713	—	0.7057	—	(-0.13)	—	(1.17)	—		
PIB réel	—	0.4165	—	0.3821	(1.81)	—	(1.47)	—		
Degrés-jours de chauffage	0.1024	0.1195	0.4620	0.3711	(2.33)	(2.81)	(3.30)	(5.42)		
Trimestre 1	0.2185	0.1355	—	—	(4.09)	(3.66)	—	—		
Trimestre 2	-0.0642	-0.0624	—	—	(-1.49)	(-1.95)	—	—		
Trimestre 3	-0.4280	-0.1935	—	—	(-3.69)	(-2.60)	—	—		

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.64	6.86	4.10	2.36	11.07	10.75	6.03	3.75	8.42	5.44
MinAPE	0.36	0.04	0.14	0.36	0.21	0.45	3.93	0.21	1.26	1.57
MaxAPE	36.04	26.06	11.20	5.11	27.07	31.86	9.67	5.82	14.47	8.35

TABLE B.17 – Catégorie 2, décomposition 2

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires			
Constante	1.7435 (1.17)		0.8373 (1.40)		-0.6459 (-0.37)		0.3837 (0.57)			
Demande totale retardée	0.58 (6.98)		0.73 (12.82)		0.39 (1.97)		0.83 (13.03)			
Prix relatif de l'électricité	-0.0065 (-0.12)		0.0391 (0.82)		0.1359 (2.71)		0.0615 (1.62)			
Prix MAX du gaz naturel	-0.2558 (-1.14)		0.0372 (0.18)		-0.7714 (-2.43)		-0.1701 (-0.74)			
Revenu personnel réel	0.2735 (1.25)		—		0.7482 (3.05)		—			
PIB réel	—		0.2498 (2.35)		—		0.1447 (1.09)			
Degrés-jours de chauffage	0.1092 (2.65)		0.1193 (2.79)		0.4464 (3.22)		0.3910 (5.45)			
Trimestre 1	0.2385 (4.43)		0.1246 (3.62)		—		—			
Trimestre 2	-0.0683 (-1.59)		-0.0654 (-2.04)		—		—			
Trimestre 3	-0.4550 (-4.08)		-0.1892 (-2.61)		—		—			

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.68	6.93	4.22	2.28	9.76	10.05	5.17	1.24	6.46	4.95
MinAPE	0.05	0.16	0.22	0.04	1.36	0.21	1.63	0.02	0.69	2.03
MaxAPE	35.45	25.49	11.48	6.59	21.79	29.61	8.75	3.46	13.89	6.65

TABLE B.18 – Catégorie 2, décomposition 3

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	3.6363 (1.41)	0.0076 (0.01)	1.9388 (0.88)	-0.8476 (-0.60)
Demande totale retardée	0.58 (6.92)	0.74 (14.33)	0.37 (2.00)	0.81 (15.16)
Prix relatif de l'électricité	-0.0486 (-1.14)	0.0324 (0.66)	0.0537 (1.04)	0.0461 (1.27)
Prix RISE du gaz naturel	0.0030 (0.12)	-0.0214 (-0.52)	-0.0903 (-0.52)	-0.1510 (-1.22)
Revenu personnel réel	-0.0389 (-0.10)	—	0.3582 (1.08)	—
PIB réel	—	0.3724 (1.59)	—	0.3803 (1.45)
Degrés-jours de chauffage	0.1042 (2.34)	0.1187 (2.73)	0.4464 (3.35)	0.3716 (6.04)
Trimestre 1	0.2315 (4.39)	0.1246 (3.95)	—	—
Trimestre 2	-0.0698 (-1.60)	-0.0618 (-1.95)	—	—
Trimestre 3	-0.4621 (-4.08)	-0.1837 (-2.68)	—	—

	ERREURS DE PRÉVISION									
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.85	6.96	4.45	2.39	9.65	9.75	6.45	1.82	6.60	4.59
MinAPE	0.08	0.07	0.71	0.04	2.07	0.45	4.54	0.47	2.46	2.04
MaxAPE	34.83	25.57	13.26	5.17	22.42	30.03	10.89	3.64	13.24	6.08

TABLE B.19 – Catégorie 2, décomposition 1 et prix retardés d'une période

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel	Affaires				
Constante	1.8465	0.8837	-2.0701	0.1874	(0.61)	(0.59)	(-0.74)	(0.18)		
Demande totale retardée	0.56	0.68	0.21	0.88	(6.83)	(11.06)	(1.39)	(12.71)		
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0859	0.1352	0.1852	0.0961	(1.23)	(1.93)	(2.43)	(2.61)		
Prix MAX du gaz naturel retardé	-0.3986	-0.0770	-1.0286	-0.3863	(-1.60)	(-0.32)	(-2.91)	(-1.83)		
Prix REC du gaz naturel retardé	-0.0479	-0.0467	0.0975	0.0193	(-0.43)	(-0.53)	(0.49)	(0.16)		
Prix CUT du gaz naturel retardé	-0.0570	-0.0655	0.1151	0.0037	(-0.52)	(-0.85)	(0.68)	(0.07)		
Revenu personnel réel	0.2766	—	1.0853	—	(0.55)	—	(2.83)	—		
PIB réel	—	0.2969	—	0.1038	—	(1.24)	—	(0.53)		
Degrés-jours de chauffage	0.1035	0.1152	0.5276	0.3775	(2.22)	(2.57)	(3.90)	(5.39)		
Trimestre 1	0.2417	0.1470	—	—	(4.34)	(4.05)	—	—		
Trimestre 2	-0.0867	-0.0742	—	—	(-1.74)	(-2.06)	—	—		
Trimestre 3	-0.4980	-0.2256	—	—	(-4.19)	(-2.60)	—	—		

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.52	6.78	3.61	2.11	8.38	9.49	5.75	2.41	4.23	2.91
MinAPE	0.26	0.10	0.08	0.24	1.47	1.26	2.22	0.37	1.25	0.42
MaxAPE	35.80	26.13	13.62	6.49	18.57	29.01	11.32	6.60	10.95	4.30

TABLE B.20 – Catégorie 2, décomposition 2 et prix retardés d'une période

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel	Affaires				
Constante	0.8826 (0.65)		0.5004 (0.88)		-1.7026 (-1.00)	0.0356 (0.07)				
Demande totale retardée	0.56 (6.59)		0.71 (12.64)		0.22 (1.49)	0.88 (14.16)				
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0619 (1.35)		0.0847 (1.92)		0.2105 (4.76)	0.0952 (2.95)				
Prix MAX du gaz naturel retardé	-0.3878 (-1.80)		-0.0054 (-0.03)		-1.0230 (-2.84)	-0.3982 (-1.95)				
Revenu personnel réel	0.4422 (2.07)		—		1.0131 (3.96)	—				
PIB réel	—		0.3278 (3.24)		—	0.1276 (1.23)				
Degrés-jours de chauffage	0.1041 (2.38)		0.1171 (2.71)		0.5256 (4.00)	0.3819 (5.40)				
Trimestre 1	0.2547 (4.65)		0.1360 (4.14)		—	—				
Trimestre 2	-0.0737 (-1.63)		-0.0657 (-2.03)		—	—				
Trimestre 3	-0.4910 (-4.04)		-0.2037 (-2.68)		—	—				

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.56	6.84	3.79	2.11	8.12	8.78	5.79	1.77	3.98	3.10
MinAPE	0.17	0.28	0.14	0.15	0.07	0.86	2.15	0.52	1.54	2.02
MaxAPE	35.30	25.50	13.32	6.52	18.86	28.13	10.81	4.02	10.67	4.29

TABLE B.21 – Catégorie 2, décomposition 3 et prix retardés d'une période

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires			
Constante	4.3471	1.0633	1.2925	-0.2431	(1.66)	(0.75)	(0.57)	(-0.18)		
Demande totale retardée	0.57	0.70	0.35	0.80	(6.79)	(14.11)	(2.10)	(15.86)		
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0001	0.0953	0.0830	0.0628	(0.00)	(2.24)	(1.72)	(1.64)		
Prix RISE du gaz naturel retardé	0.0120	0.0166	-0.1456	-0.0885	(0.48)	(0.42)	(-0.92)	(-0.69)		
Revenu personnel réel	-0.1513	—	0.4679	—	(-0.37)	—	(1.62)	—		
PIB réel	—	0.2477	—	0.2875	—	(1.08)	—	(1.27)		
Degrés-jours de chauffage	0.1063	0.1176	0.4662	0.3964	(2.35)	(2.68)	(3.41)	(6.09)		
Trimestre 1	0.2359	0.1375	—	—	(4.49)	(4.68)	—	—		
Trimestre 2	-0.0697	-0.0673	—	—	(-1.56)	(-2.04)	—	—		
Trimestre 3	-0.4690	-0.2093	—	—	(-4.11)	(-2.79)	—	—		

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.76	6.80	4.26	2.31	8.34	8.83	5.28	1.16	4.17	3.24
MinAPE	0.04	0.40	0.33	0.02	1.12	0.85	1.84	0.07	1.45	1.86
MaxAPE	34.97	25.27	13.54	6.11	18.65	27.80	8.34	2.28	9.71	4.91

TABLE B.22 – Catégorie 2, décomposition 1 et prix retardés de quatre périodes

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel	Affaires				
Constante	4.1325 (1.31)		0.3175 (0.22)		—	—				
Demande totale retardée	0.55 (6.43)		0.68 (11.01)		—	—				
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0791 (1.16)		0.1404 (1.97)		—	—				
Prix MAX du gaz naturel retardé	-0.1638 (-0.67)		-0.1505 (-0.69)		—	—				
Prix REC du gaz naturel retardé	-0.1055 (-1.18)		-0.1417 (-1.48)		—	—				
Prix CUT du gaz naturel retardé	-0.1215 (-1.35)		-0.1430 (-1.77)		—	—				
Revenu personnel réel	-0.0974 (-0.19)		—		—	—				
PIB réel	—		0.3854 (1.56)		—	—				
Degrés-jours de chauffage	0.1031 (2.24)		0.1156 (2.73)		—	—				
Trimestre 1	0.2409 (4.33)		0.1528 (4.23)		—	—				
Trimestre 2	-0.0731 (-1.60)		-0.0732 (-2.10)		—	—				
Trimestre 3	-0.4780 (-3.92)		-0.2241 (-2.79)		—	—				

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.70	6.89	—	—	8.59	9.72	—	—	4.57	4.33
MinAPE	0.04	0.02	—	—	0.04	0.32	—	—	1.28	2.11
MaxAPE	34.44	25.04	—	—	21.77	28.07	—	—	11.17	7.07

TABLE B.23 – Catégorie 2, décomposition 2 et prix retardés de quatre périodes

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel	Affaires				
Constante	2.6746 (1.71)		0.6810 (1.04)		—	—				
Demande totale retardée	0.56 (6.58)		0.72 (12.63)		—	—				
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0282 (0.45)		0.0835 (1.33)		—	—				
Prix MAX du gaz naturel retardé	-0.0943 (-0.42)		0.0078 (0.04)		—	—				
Revenu personnel réel	0.1453 (0.60)		—		—	—				
PIB réel	—		0.2854 (2.48)		—	—				
Degrés-jours de chauffage	0.1022 (2.39)		0.1173 (2.76)		—	—				
Trimestre 1	0.2485 (4.54)		0.1308 (3.97)		—	—				
Trimestre 2	-0.0765 (-1.69)		-0.0697 (-2.09)		—	—				
Trimestre 3	-0.4893 (-4.10)		-0.1999 (-2.66)		—	—				

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.81	6.91	—	—	8.07	8.82	—	—	3.83	3.32
MinAPE	0.01	0.04	—	—	1.10	0.28	—	—	0.96	2.40
MaxAPE	34.83	25.99	—	—	17.88	29.36	—	—	9.25	4.07

TABLE B.24 – Catégorie 2, décomposition 3 et prix retardés de quatre périodes

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel	Affaires				
Constante	4.4105 (1.79)		1.0195 (0.74)		—	—				
Demande totale retardée	0.57 (6.83)		0.72 (13.97)		—	—				
Prix relatif de l'électricité retardé	0.0190 (0.40)		0.0904 (1.60)		—	—				
Prix RISE du gaz naturel retardé	0.0131 (0.55)		0.0102 (0.28)		—	—				
Revenu personnel réel	-0.1629 (-0.41)		—		—	—				
PIB réel	—		0.2284 (1.01)		—	—				
Degrés-jours de chauffage	0.1064 (2.35)		0.1181 (2.76)		—	—				
Trimestre 1	0.2358 (4.44)		0.1287 (4.19)		—	—				
Trimestre 2	-0.0717 (-1.60)		-0.0703 (-2.08)		—	—				
Trimestre 3	-0.4712 (-4.08)		-0.1988 (-2.65)		—	—				

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.73	6.89	—	—	8.13	8.99	—	—	3.90	3.56
MinAPE	0.05	0.06	—	—	0.60	0.32	—	—	1.13	2.94
MaxAPE	34.95	26.01	—	—	18.35	28.71	—	—	8.77	4.41

TABLE B.25 – Catégorie 3, modèle de base

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel	Affaires				
Constante	3.0036	0.3727	2.6323	0.5896						
	(2.91)	(0.80)	(2.61)	(0.98)						
Demande totale retardée	0.56	0.71	0.39	0.80						
	(6.82)	(13.90)	(2.48)	(11.73)						
Prix réel du gaz naturel	-0.0464	-0.1051	-0.0622	-0.0682						
	(-0.59)	(-1.51)	(-0.73)	(-1.09)						
Revenu personnel réel	0.0753	—	0.1952	—						
	(0.80)		(1.56)							
PIB réel	—	0.3112	—	0.1357						
		(2.89)		(0.86)						
Degrés-jours de chauffage	0.1002	0.1203	0.4522	0.3799						
	(2.27)	(2.76)	(3.46)	(5.90)						
Trimestre 1	0.2452	0.1360	—	—						
	(4.59)	(3.60)								
Trimestre 2	-0.0749	-0.0649	—	—						
	(-1.65)	(-2.02)								
Trimestre 3	-0.4840	-0.1980	—	—						
	(-4.02)	(-2.65)								

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.81	6.85	4.55	2.43	7.41	9.48	3.87	2.67	3.49	3.54
MinAPE	0.03	0.00	0.28	0.08	0.12	1.20	0.91	0.47	0.40	0.42
MaxAPE	35.36	26.57	12.56	6.34	16.86	28.73	6.32	5.09	8.59	6.35

TABLE B.26 – Catégorie 3, prix retardés d'une période

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel	Affaires				
Constante	3.2075 (3.02)		0.3009 (0.64)		2.6527 (2.71)	0.5569 (0.91)				
Demande totale retardée	0.56 (6.93)		0.70 (12.59)		0.39 (2.29)	0.80 (11.91)				
Prix réel du gaz naturel retardé	-0.0145 (-0.16)		-0.1185 (-1.57)		-0.0554 (-0.66)	-0.0711 (-1.17)				
Revenu personnel réel	0.0535 (0.53)		—		0.1895 (1.41)	—				
PIB réel	—		0.3336 (2.89)		—	0.1352 (0.90)				
Degrés-jours de chauffage	0.1012 (2.31)		0.1149 (2.55)		0.4581 (3.49)	0.3971 (6.60)				
Trimestre 1	0.2441 (4.46)		0.1367 (3.77)		—	—				
Trimestre 2	-0.0792 (-1.68)		-0.0746 (-2.07)		—	—				
Trimestre 3	-0.4921 (-4.35)		-0.2128 (-2.50)		—	—				

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.82	6.86	4.51	2.29	7.71	9.24	4.07	2.00	3.50	3.11
MinAPE	0.02	0.07	0.25	0.08	0.26	0.21	1.31	0.60	0.05	0.44
MaxAPE	35.11	26.36	12.19	6.40	18.30	28.91	6.56	4.48	9.72	6.20

TABLE B.27 – Catégorie 3, prix retardés de quatre périodes

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	3.0235 (2.95)	0.0505 (0.09)	—	—
Demande totale retardée	0.56 (6.60)	0.68 (12.03)	—	—
Prix réel du gaz naturel retardé	-0.0444 (-0.59)	-0.1629 (-2.49)	—	—
Revenu personnel réel	0.0726 (0.68)	—	—	—
PIB réel	—	0.3830 (3.01)	—	—
Degrés-jours de chauffage	0.1003 (2.33)	0.1157 (2.76)	—	—
Trimestre 1	0.2451 (4.60)	0.1531 (4.51)	—	—
Trimestre 2	-0.0747 (-1.65)	-0.0715 (-2.07)	—	—
Trimestre 3	-0.4844 (-4.01)	-0.2228 (-2.83)	—	—

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.82	6.89	—	—	7.41	9.00	—	—	3.52	3.84
MinAPE	0.12	0.06	—	—	0.05	0.05	—	—	0.38	1.82
MaxAPE	34.62	24.61	—	—	17.06	26.21	—	—	8.31	6.11

TABLE B.28 – Catégorie 3, décomposition 1

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires			
Constante	9.1793	-0.1938	3.7991	-0.4816	(3.12)	(-0.14)	(1.25)	(-0.44)		
Demande totale retardée	0.53	0.70	0.33	0.77	(6.42)	(12.37)	(1.93)	(11.24)		
Prix MAX du gaz naturel	0.3417	-0.2589	-0.3703	-0.2687	(1.84)	(-1.14)	(-1.47)	(-1.88)		
Prix REC du gaz naturel	-0.2906	-0.0494	0.2410	-0.0550	(-2.64)	(-0.50)	(0.91)	(-0.76)		
Prix CUT du gaz naturel	-0.3358	-0.0681	-0.2324	-0.0503	(-2.84)	(-0.81)	(-0.71)	(-0.55)		
Revenu personnel réel	-0.8012	—	-0.0677	—	(-1.87)		(-0.15)			
PIB réel	—	0.3603	—	0.2741		(1.66)		(1.32)		
Degrés-jours de chauffage	0.0986	0.1166	0.4670	0.3705	(2.20)	(2.64)	(3.21)	(5.59)		
Trimestre 1	0.2315	0.1423	—	—	(4.41)	(3.81)				
Trimestre 2	-0.0681	-0.0699	—	—	(-1.53)	(-1.98)				
Trimestre 3	-0.4722	-0.2108	—	—	(-3.90)	(-2.52)				

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.64	6.87	4.21	2.37	8.11	9.64	3.91	2.53	2.90	3.67
MinAPE	0.04	0.01	0.07	0.24	0.42	1.51	1.67	0.24	0.16	1.54
MaxAPE	34.73	26.57	11.76	5.48	21.38	29.04	5.54	4.16	7.76	5.10

TABLE B.29 – Catégorie 3, décomposition 2

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires			
Constante	4.3492		-0.5615		1.8578				-0.1362	
	(2.73)		(-0.50)		(1.36)				(-0.18)	
Demande totale retardée	0.57		0.72		0.38				0.81	
	(6.70)		(13.94)		(2.33)				(17.88)	
Prix MAX du gaz naturel	0.1694		-0.2474		-0.1988				-0.2385	
	(0.92)		(-1.36)		(-1.11)				(-1.95)	
Revenu personnel réel	-0.0868		—		0.2772				—	
	(-0.55)				(1.57)					
PIB réel	—		0.4011		—				0.1787	
			(2.28)						(1.36)	
Degrés-jours de chauffage	0.1026		0.1150		0.4655				0.3785	
	(2.38)		(2.60)		(3.48)				(5.83)	
Trimestre 1	0.2384		0.1341		—				—	
	(4.41)		(4.00)							
Trimestre 2	-0.0720		-0.0680		—				—	
	(-1.63)		(-2.01)							
Trimestre 3	-0.4766		-0.2015		—				—	
	(-4.02)		(-2.55)							

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.88	6.95	4.48	2.35	8.18	8.96	3.56	2.00	4.07	3.52
MinAPE	0.03	0.10	0.50	0.00	0.60	0.19	0.38	0.22	1.72	3.34
MaxAPE	34.45	26.22	12.80	6.51	18.83	29.57	5.93	5.89	9.94	3.98

TABLE B.30 – Catégorie 3, décomposition 3

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires		Somme annuelle	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
Constante	4.6151	-0.4602	2.3514	-0.4378	(1.87)	(-0.35)	(1.61)	(-0.37)		
Demande totale retardée	0.57	0.75	0.40	0.79	(6.79)	(17.63)	(2.51)	(13.27)		
Prix RISE du gaz naturel	0.0176	-0.0514	-0.0513	-0.0969	(0.65)	(-1.13)	(-0.53)	(-1.43)		
Revenu personnel réel	-0.1910	—	0.2328	—	(-0.51)	—	(1.11)	—		
PIB réel	—	0.4200	—	0.3048	—	(1.85)	—	(1.30)		
Degrés-jours de chauffage	0.1073	0.1180	0.4572	0.3897	(2.39)	(2.70)	(3.44)	(6.43)		
Trimestre 1	0.2347	0.1213	—	—	(4.42)	(3.95)	—	—		
Trimestre 2	-0.0704	-0.0592	—	—	(-1.59)	(-1.93)	—	—		
Trimestre 3	-0.4692	-0.1779	—	—	(-4.11)	(-2.71)	—	—		
ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
%	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
MeanAPE	8.76	6.93	4.55	2.41	7.75	9.49	4.06	1.86	3.50	4.21
MinAPE	0.21	0.06	0.04	0.03	0.01	0.57	1.08	0.26	0.30	2.24
MaxAPE	34.81	25.29	12.59	5.78	18.24	29.07	6.51	3.47	9.33	5.68

TABLE B.31 – Catégorie 3, décomposition 1 et prix retardés d'une période

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires			
Constante	8.2250	-0.1301	3.6738	-0.2609	(3.03)	(-0.09)	(1.17)	(-0.25)		
Demande totale retardée	0.53	0.69	0.42	0.78	(6.64)	(11.92)	(2.60)	(12.57)		
Prix MAX du gaz naturel retardé	0.2770	-0.2620	0.2271	-0.0238	(1.44)	(-1.10)	(0.76)	(-0.20)		
Prix REC du gaz naturel retardé	-0.2008	-0.0668	-0.2567	-0.1367	(-1.66)	(-0.60)	(-1.18)	(-1.67)		
Prix CUT du gaz naturel retardé	-0.2395	-0.0886	-0.1369	-0.0174	(-1.93)	(-1.00)	(-0.40)	(-0.20)		
Revenu personnel réel	-0.6598	—	0.1174	—	(-1.67)		(0.29)			
PIB réel	—	0.3634	—	0.3177		(1.62)		(1.61)		
Degrés-jours de chauffage	0.1120	0.1129	0.4234	0.3825	(2.44)	(2.50)	(3.26)	(6.45)		
Trimestre 1	0.2068	0.1428	—	—	(3.72)	(3.93)				
Trimestre 2	-0.1216	-0.0768	—	—	(-2.18)	(-2.07)				
Trimestre 3	-0.5253	-0.2222	—	—	(-4.34)	(-2.50)				
ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.74	6.88	4.39	2.33	7.96	9.47	3.76	5.69	3.81	3.25
MinAPE	0.05	0.11	0.40	0.13	0.03	0.08	1.39	2.65	0.75	0.49
MaxAPE	34.71	27.04	12.68	5.63	19.16	29.78	6.41	10.85	7.34	5.08

TABLE B.32 – Catégorie 3, décomposition 2 et prix retardés d'une période

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	4.3061 (2.74)	-0.4687 (-0.40)	3.0586 (2.07)	0.8323 (1.00)
Demande totale retardée	0.57 (6.71)	0.73 (14.30)	0.41 (2.31)	0.85 (22.93)
Prix MAX du gaz naturel retardé	0.1660 (0.91)	-0.2378 (-1.25)	0.0215 (0.11)	-0.0604 (-0.44)
Revenu personnel réel	-0.0834 (-0.53)	—	0.1315 (0.71)	—
PIB réel	—	0.3755 (2.12)	—	0.0358 (0.30)
Degrés-jours de chauffage	0.1078 (2.46)	0.1150 (2.59)	0.4556 (3.26)	0.3960 (6.18)
Trimestre 1	0.2378 (4.41)	0.1274 (3.94)	—	—
Trimestre 2	-0.0688 (-1.59)	-0.0654 (-1.96)	—	—
Trimestre 3	-0.4660 (-3.99)	-0.1933 (-2.51)	—	—

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.89	6.96	4.56	2.35	8.26	8.94	4.95	3.55	4.13	3.51
MinAPE	0.00	0.00	0.09	0.11	0.52	0.45	2.37	1.94	1.82	3.07
MaxAPE	34.41	26.25	11.83	6.97	18.75	30.32	7.56	4.94	9.95	3.83

TABLE B.33 – Catégorie 3, décomposition 3 et prix retardés d'une période

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL				
Variables	Trimestriel		Annuel	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
Constante	4.8128 (1.92)	-0.3775 (-0.28)	2.3536 (1.71)	-0.4754 (-0.51)
Demande totale retardée	0.57 (6.80)	0.75 (17.44)	0.39 (2.35)	0.79 (15.10)
Prix RISE du gaz naturel retardé	0.0202 (0.73)	-0.0490 (-1.04)	-0.0551 (-0.60)	-0.1040 (-1.90)
Revenu personnel réel	-0.2243 (-0.59)	—	0.2408 (1.15)	—
PIB réel	—	0.4073 (1.74)	—	0.3080 (1.63)
Degrés-jours de chauffage	0.1084 (2.41)	0.1172 (2.67)	0.4581 (3.43)	0.3888 (6.47)
Trimestre 1	0.2340 (4.42)	0.1201 (3.94)	—	—
Trimestre 2	-0.0681 (-1.54)	-0.0604 (-1.95)	—	—
Trimestre 3	-0.4647 (-4.11)	-0.1783 (-2.66)	—	—

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.74	6.93	4.52	2.31	7.84	9.50	4.20	1.24	3.65	4.20
MinAPE	0.17	0.03	0.02	0.03	0.01	0.99	1.37	0.05	0.62	2.34
MaxAPE	34.77	25.42	12.50	5.98	18.57	29.11	6.61	2.52	9.49	5.58

TABLE B.34 – Catégorie 3, décomposition 1 et prix retardés de quatre périodes

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires			
Constante	8.1081 (2.79)		0.2438 (0.18)		—		—			
Demande totale retardée	0.52 (6.44)		0.67 (12.62)		—		—			
Prix MAX du gaz naturel retardé	0.2589 (1.16)		0.0201 (0.11)		—		—			
Prix REC du gaz naturel retardé	-0.2193 (-2.23)		-0.2535 (-2.66)		—		—			
Prix CUT du gaz naturel retardé	-0.2562 (-2.43)		-0.2098 (-2.88)		—		—			
Revenu personnel réel	-0.6386 (-1.54)		—		—		—			
PIB réel	—		0.4387 (1.91)		—		—			
Degrés-jours de chauffage	0.1139 (2.55)		0.1099 (2.51)		—		—			
Trimestre 1	0.2413 (4.82)		0.1615 (4.97)		—		—			
Trimestre 2	-0.0649 (-1.39)		-0.0739 (-2.13)		—		—			
Trimestre 3	-0.4711 (-3.89)		-0.2353 (-2.90)		—		—			

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.51	6.74	—	—	8.38	10.39	—	—	4.04	4.58
MinAPE	0.02	0.08	—	—	0.38	0.37	—	—	0.41	1.20
MaxAPE	36.87	25.78	—	—	20.34	29.97	—	—	8.46	10.70

TABLE B.35 – Catégorie 3, décomposition 2 et prix retardés de quatre périodes

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel	Affaires				
Constante	4.4967 (2.52)		0.4407 (0.39)		—	—				
Demande totale retardée	0.56 (6.74)		0.76 (15.93)		—	—				
Prix MAX du gaz naturel retardé	0.1786 (0.82)		-0.0988 (-0.58)		—	—				
Revenu personnel réel	-0.0965 (-0.46)		—		—	—				
PIB réel	—		0.2361 (1.42)		—	—				
Degrés-jours de chauffage	0.1074 (2.50)		0.1220 (2.86)		—	—				
Trimestre 1	0.2432 (4.59)		0.1090 (3.69)		—	—				
Trimestre 2	-0.0718 (-1.59)		-0.0575 (-1.87)		—	—				
Trimestre 3	-0.4802 (-4.01)		-0.1663 (-2.64)		—	—				

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.81	6.96	—	—	8.40	10.35	—	—	4.30	5.14
MinAPE	0.06	0.09	—	—	0.57	0.44	—	—	2.31	1.50
MaxAPE	36.50	25.26	—	—	19.44	31.20	—	—	10.33	7.57

TABLE B.36 – Catégorie 3, décomposition 3 et prix retardés de quatre périodes

DEMANDE TOTALE DE GAZ NATUREL										
Variables	Trimestriel				Annuel					
	Résidentiel		Affaires		Résidentiel		Affaires			
Constante	4.5169 (1.89)		-0.4711 (-0.34)		—		—			
Demande totale retardée	0.57 (6.81)		0.75 (16.93)		—		—			
Prix RISE du gaz naturel retardé	0.0166 (0.62)		-0.0538 (-1.13)		—		—			
Revenu personnel réel	-0.1741 (-0.48)		—		—		—			
PIB réel	—		0.4204 (1.76)		—		—			
Degrés-jours de chauffage	0.1073 (2.40)		0.1177 (2.74)		—		—			
Trimestre 1	0.2351 (4.43)		0.1213 (4.06)		—		—			
Trimestre 2	-0.0705 (-1.59)		-0.0593 (-1.92)		—		—			
Trimestre 3	-0.4692 (-4.09)		-0.1782 (-2.74)		—		—			

ERREURS DE PRÉVISION										
	Intra-échantillon				Hors-échantillon				Somme annuelle	
	Trim		An		Trim		An		Trim	
	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff	Rés	Aff
%										
MeanAPE	8.76	6.97	—	—	7.92	9.61	—	—	3.68	4.53
MinAPE	0.27	0.06	—	—	0.52	0.82	—	—	0.70	2.79
MaxAPE	35.09	24.69	—	—	18.67	28.80	—	—	9.74	6.19