

« Étude pour une prospective énergétique concernant la France »

Rapport final

01-02-2005

Convention n° 03.2.18.09.07

Observatoire de l'Énergie

Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières



Liberté • Égalité • Fraternité

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE


MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE

Sommaire

Préambule	6
1 Introduction	10
1.1 Méthode	10
Problématique générale	10
Les modèles utilisés.....	12
1.2 La réalisation des projections	18
La définition du scénario tendanciel.....	18
L'articulation des différents modèles pour la projection « tendancielle ».....	18
La définition du scénario souhaitable « facteur 4 ».....	19
L'articulation des différents modèles pour la projection « souhaitable »	19
2 Le scénario tendanciel	21
2.1 Les orientations générales du scénario tendanciel	21
La « commande » de la DGEMP	21
Les éléments de définition du scénario tendanciel	21
La méthode de construction du scénario tendanciel.....	22
2.2 Le cadrage macro-économique et les projections globales de demande pour la France 2030	24
PIB.....	24
Démographie	24
Prix des Energies	25
Projections globales de demande finale énergétique.....	25
Commentaires.....	25
2.3 L'industrie 2030	27
Définition, désagrégation et nomenclature	27
Principes de modélisation.....	28
Les hypothèses tendancielle.....	28
Les projections tendancielle de demande énergétique de l'industrie.....	31
Commentaires.....	32
2.4 Les transports 2030	33
Définitions, désagrégation et nomenclature	33
Principes de modélisation.....	34
Les hypothèses tendancielle.....	35
Les projections tendancielle de demande d'énergie des transports	36
Commentaires.....	37
2.5 Le secteur résidentiel 2030	38
Définition, désagrégation et nomenclature.....	38
Principes de modélisation.....	38
Les hypothèses tendancielle.....	39
Les projections tendancielle de demande d'énergie du résidentiel.....	40
Commentaires.....	41
2.6 Le secteur tertiaire 2030	42
Définition, désagrégation et nomenclature.....	42
Principes de modélisation.....	42
Les hypothèses tendancielle.....	42
Les projections tendancielle de demande d'énergie du secteur tertiaire.....	44
Commentaires.....	44

2.7 L'extrapolation à 2050 du scénario tendanciel	44
PIB	45
Démographie	45
Prix des Energies	45
Résultats globaux.....	45
2.8 L'environnement international	46
3 Le scénario souhaitable « facteur 4 »	47
Avertissement	47
3.1 Les orientations générales du scénario souhaitable	48
La « commande » de la DGEMP	48
Les éléments de définition d'un scénario souhaitable	48
La méthode de construction d'un scénario souhaitable.....	49
3.2 Le cadrage d'un scénario souhaitable et les projections « bottom-up » de demande pour la France	52
Cadrage socio-économique.....	52
Prix des Energies	52
Projections globales de demande finale énergétique	52
L'industrie	54
Les transports.....	55
Le secteur résidentiel	57
Le secteur tertiaire	60
3.3 Bilans énergétiques globaux pour la France	61
L'introduction des technologies Très Basses Emissions dans POLES	61
Les arbitrages du modèle : la demande finale	64
Les arbitrages du modèle : l'offre.....	66
Une image « facteur 4 » parmi d'autres	68
3.4 L'environnement international	72
ANNEXE 1 : Résultats pour l'Europe des 15	79
Résultats EU15-1	79
Résultats EU15-2	80
ANNEXE 2 : Bilans énergétiques simplifiés POLES – Monde – EU15 – France	81
Monde - Référence.....	81
Monde – Facteur 4	82
UE15 - Référence.....	83
UE15 – Facteur 4	84
France - Référence	85
France – Facteur 4.....	86
Comparaisons : Facteur 4 / Référence	87
Monde.....	87
Europe.....	88
France	89

Liste des tableaux

Tableau 1: Hypothèses de croissance par secteur, scénario tendanciel.....	24
Tableau 2: Population (en millions) et nombre de personnes par ménage.....	24
Tableau 3: Projections tendanciennes de demande finale par énergies	25
Tableau 4: Projections tendanciennes de demande finale par secteurs.....	25
Tableau 5: Projections tendanciennes de demande finale : indicateurs	25
Tableau 6: structure de l'industrie et nomenclatures	27
Tableau 7 : hypothèses de croissance tendancielle des valeurs ajoutées par branche industrielle	29
Tableau 8 : hypothèses de croissance tendancielle des productions par IGCE.....	29
Tableau 9 : hypothèses tendanciennes de variation des intensités énergétiques par branche industrielle par effet de structure (100=1975)	29
Tableau 10 : hypothèses tendanciennes de variation des intensités énergétiques par branche industrielle par gains d'efficacité (% de baisse entre 1992 et 2020)	30
Tableau 11 : hypothèses tendanciennes de variation des consommations spécifiques par IGCE (% de baisse entre 1992 et 2020).....	30
Tableau 12 : projections tendanciennes de demande énergétique de l'industrie, par énergies..	31
Tableau 13 : projections tendanciennes de demande d'énergie de l'industrie, par branches	31
Tableau 14 : projections tendanciennes de demande électrique de l'industrie, par branches....	31
Tableau 15 : projections tendanciennes de demande d'énergie de l'industrie : indicateurs	32
Tableau 16: Structure du transport	34
Tableau 17: Hypothèses tendanciennes sur l'équipement en VP et les trafics	35
Tableau 18 : hypothèses tendanciennes sur les consommations spécifiques des voitures neuves et des camions, 2000-2030	36
Tableau 19 : projections tendanciennes de demande d'énergie des transports, par énergies ...	36
Tableau 20 : projections tendanciennes de demande d'énergie des transports routiers.....	37
Tableau 21 : projections tendanciennes de demande d'énergie des transports : indicateurs	37
Tableau 22 : Hypothèses tendanciennes sur le parc de résidences principales.....	39
Tableau 23 : hypothèses tendanciennes sur les besoins unitaires d'énergie des ménages.....	40
Tableau 24 : projections tendanciennes de demande d'énergie du résidentiel, par énergies.....	40
Tableau 25 : projections tendanciennes de demande d'énergie du résidentiel, par usages	41
Tableau 26 : hypothèses tendanciennes de croissance de l'emploi du secteur tertiaire.....	43
Tableau 27 : hypothèses tendanciennes d'efficacité énergétique du secteur tertiaire.....	43
Tableau 28 : projections tendanciennes de demande d'énergie du tertiaire, par énergies	44
Tableau 29 : projections tendanciennes de demande d'énergie du tertiaire : indicateurs.....	44
Tableau 30: Projections de demande finale par énergies	52
Tableau 31: Projections de demande finale par secteurs.....	52
Tableau 32 : projections de demande énergétique de l'industrie	54
Tableau 33 : projections de trafic à 2050	55
Tableau 34 : projections de demande d'énergie des transports terrestres, par énergies.....	56
Tableau 35 : projections de demande d'énergie du résidentiel	58
Tableau 36 : projections de demande d'énergie du tertiaire	60

Liste des figures

Figure 1 : Schéma de simulation du sous-modèle industrie.....	28
Figure 2 : Dotations des différentes régions en droits d'émission, Scénario Facteur 4 / Stabilisation 450	72
Figure 3 : prix de l'énergie, Référence et Facteur 4.....	73
Figure 4 : Flux annuel et stock cumulé de CO2 séquestré.....	73
Figure 5 : Consommation primaire mondiale par source.....	74
Figure 6 : Consommation et production primaire mondiale par région.....	74
Figure 7 : Consommations finales par secteur	75
Figure 8 : Consommations finales de combustibles fossiles.....	75
Figure 9 : Consommations finales d'électricité.....	75
Figure 10 : Production d'électricité par source	76
Figure 11 : Emissions mondiales de CO2	76
Figure 12 : Emissions de CO2 par région	76
Figure 13 : Emissions de CO2 par secteur	77
Figure 14 : Valeurs du carbone pour deux ensembles de région et différents paramètres comportementaux	78

Préambule

Cette étude vise deux objectifs relatifs à la prospective énergétique : produire un scénario tendanciel de référence à 2030, selon une démarche exploratoire classique, et produire « un » scénario « facteur » 4, selon une démarche de nature plutôt téléologique. Avant de présenter les résultats de cette étude, il convient de bien avoir à l'esprit *la portée et les limites* d'un exercice visant à explorer une réduction par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France par rapport à 1990 dans l'état actuel des méthodes et modèles utilisés en prospective

Les enseignements de l'étude menée sur le « facteur 4 »

Le premier enseignement de l'étude du « facteur 4 » est de nature **méthodologique**.

D'une façon générale, les modèles d'équilibre partiels, comme POLES, ont une structure et des fonctionnalités fortement imprégnés par les caractéristiques du système énergétique en place, tant au plan de la représentation formelle des fonctions de demande et d'offre, qu'au plan des données techniques et économiques manipulées.

Or il est hautement probable que la réalisation du facteur 4 oblige à des modifications profondes du système énergétique, tant du côté de la demande que du côté de l'offre. Les premières itérations de POLES pour le facteur 4 ont ainsi débouché sur une valeur du carbone gigantesque, dont on a bien compris qu'elle reflétait avant tout les limites du modèle à simuler une contrainte d'émission à un tel niveau dans le système énergétique implicitement décrit par POLES, et non le prix réel à payer pour réduire les émissions de CO₂ à ce niveau.

Les développements apportés au modèle POLES à la suite de ce constat, la prise en compte explicite des TBE, ont ramené la valeur du carbone à des niveaux considérablement plus bas, et ont bien démontré ce fait. Pour autant ces développements « ad-hoc » n'ont pas épuisé le sujet de la nécessaire transformation de l'outil pour traiter des situations de rupture de cette nature, ni même répondu à la question de savoir s'il ne fallait pas autant de transformations du modèle que de configurations alternatives possibles du système énergétique pour répondre au défi du facteur 4.

Le second enseignement est de nature **stratégique**.

Il est apparu clairement, notamment lors de l'étude plus approfondie sur la demande, que les changements techniques, voire comportementaux, nécessaires au facteur 4 ne pourraient certainement pas résulter d'un mécanisme classique de marché, quand bien même la valeur du carbone serait reflétée peu ou prou dans les prix aux consommateurs finals. Deux conditions sont apparues comme indispensables à l'occurrence de ces changements :

- la mise en œuvre d'un cadre réglementaire fixant les grandes échéances des changements à opérer dans l'efficacité d'utilisation de l'énergie et dans les réductions unitaires d'émissions de CO₂ :
- la mobilisation de forces industrielles et financières au service des nouvelles technologies et des nouvelles infrastructures à développer.

Ces conditions relèvent indubitablement de stratégies à mettre en place par les Pouvoirs Publics, tant dans le cadre français qu'au sein de l'UE.

Les stratégies possibles sont diverses, comme le montre la palette des scénarios « facteur 4 » esquissés à ce jour, mais conduisent certainement à des évolutions relativement exclusives : si les constructeurs automobiles s'accordent sur un niveau d'émissions de 30gCO₂/vkm en 2050, il est vraisemblable que le moteur à combustion interne aura totalement disparu du parc automobile européen en 2030 sous sa forme actuelle (au moins sur les véhicules neufs) ; la motorisation pourra être sous forme d'hybrides ou de pile à combustible, mais il y a fort à parier que seule l'une des deux technologies l'emportera et « tuera » l'autre (comme ce fut le

cas avec le MCI au siècle dernier). Selon celle qui l'emportera (ou à cause de cela), l'« équation » électricité versus hydrogène se posera dans des termes radicalement différents et pourra conduire (ou se marier) à des systèmes d'offre profondément différents.

En d'autres termes, le « facteur 4 » ne pourra que résulter de stratégies publiques clairement affichées et instrumentées, notamment via la réglementation, lesquelles conduiront inévitablement à des systèmes énergétiques profondément différents du système actuel : il importe donc de réfléchir globalement sur l'ensemble des implications de telles stratégies, et éviter de traiter la question par une juxtaposition de décisions sectorielles.

Le troisième enseignement est de nature plus **factuelle**.

Pour reprendre la terminologie de P. Radanne, l'étude du facteur 4 donne une série d'informations sur les « interdits », les « incontournables » et les « options ». Une partie de ces informations, en particulier celles ayant trait à la demande, font partie des résultats déjà présentés, notamment lors du séminaire de juin 2004 sur la prospective énergétique à long terme organisé par la DGEMP.

Les problématiques critiques et les limites de l'exercice

Seul un scénario « facteur 4 » a été complètement quantifié avec le modèle POLES : il propose une sorte d'« économiquement possible » dans le cadre de la représentation actuelle de POLES du système énergétique, avec une partie de la connaissance bien maîtrisée, celle relative aux technologies, aux organisations et aux comportements en place, et une partie non ou mal maîtrisée, celle correspondant aux nouvelles technologies et aux organisations et aux comportements qu'elles seront susceptibles d'induire. En toute logique ce scénario débouche sur une quasi généralisation de l'électricité pour tous les usages finals, et une contribution forte du nucléaire à la production d'électricité. Faisant l'impasse sur toute restriction à l'utilisation de l'énergie nucléaire pouvant provenir de la question des déchets à vie longue, des ressources ou des dangers de prolifération à des fins militaires, ce scénario donne une vision économiquement cohérente d'une façon d'obtenir le « facteur 4 ». Cette vision soulève toutefois un ensemble de questions qui peuvent remettre en cause sa pertinence :

- le développement de moyens centralisés de production aussi importants (au plan économique et financier) que le nucléaire exige une certaine forme d'assurance sur les débouchés, l'essentiel des coûts étant fixes (du moins dans une première phase d'exploitation) : il génère presque mécaniquement des actions marketing et commerciales qui vont à l'encontre des hypothèses de maîtrise des consommations prises par ailleurs (l'expérience du nucléaire en France depuis 1980 le montre clairement) ;
- l'option nucléaire massive pour le « facteur 4 » n'a de sens que si elle est universelle (comme le montrent bien les résultats de POLES pour l'Europe et le monde) : elle suppose donc que soient préalablement résolus tous les problèmes qui entravent aujourd'hui son développement, en particulier dans les pays en développement : gestion des déchets à vie longue, destruction à termes de tels déchets, risques terroristes, prolifération à des fins militaires, etc... Or le « timing » du développement du nucléaire nécessaire pour assurer sa contribution en 2050 au niveau requis par le « facteur 4 » apparaît peu réaliste face au délais nécessaires pour régler les problèmes ci-dessus.
- Il n'est pas certain que les ressources en uranium ou en thorium soient suffisantes, et mobilisables suffisamment vite et à un coût compatible avec le scénario, pour assurer une contribution pérenne du nucléaire à hauteur de ce qui est envisagé dans ce scénario.

Comme on le voit sur cet exemple, chaque scénario « facteur 4 » est à même de susciter des interrogations et des doutes sur lesquels il faut impérativement se pencher. Surtout, si l'on veut en tirer de réels enseignements à caractère stratégique, il importe de mettre en balance les interrogations et les doutes suscités par les différents scénarios « facteur 4 ». Ce qui demande de construire ces scénarios alternatifs.

Parmi les points les plus critiques que l'on peut mettre en exergue à ce stade, on en privilégiera deux groupes : ceux relatifs à un « facteur 4 » basé essentiellement sur les énergies renouvelables, ceux relatifs à la possible résistance des fossiles dans un scénario « facteur 4 » .

Un « facteur 4 » basé essentiellement sur les renouvelables devra concilier trois impératifs :

- maximiser la part de la consommation finale alimentée directement ou indirectement par les renouvelables en cherchant à minimiser autant que faire se peut les besoins d'énergie à satisfaire sans attenter au « bien-être » ;
- maximiser l'utilisation locale décentralisée des renouvelables dans tous les usages et les applications à faible densité énergétique ;
- compenser les aléas de fourniture de l'éolien et du solaire par des systèmes permettant le stockage, comme la production et la commercialisation d'hydrogène

Il est probable qu'un scénario facteur 4 basé sur les renouvelables débouche sur un système énergétique profondément différent du système actuel, faisant par exemple une place considérable à la production distribuée d'électricité et faisant de l'hydrogène un vecteur énergétique majeur. Un tel scénario soulèverait d'autres interrogations et susciterait d'autres doutes, relatifs au comportement d'ensemble d'un système électrique de cette nature, sur la faisabilité technique d'une utilisation massive de l'hydrogène, sur les piles à combustibles, sur l'économie d'un tel système, etc...

Un « facteur 4 » où les fossiles feraient de la résistance est également envisageable, à condition que les possibilités de capture et de stockage du CO₂ émis à la combustion soient à la hauteur des enjeux, tant sur le plan des volumes de stockage, qu'à celui des risques de relâchement ultérieur du CO₂, qu'à celui des coûts. Ce serait un univers énergétique forcément centralisé (pour pouvoir capturer le CO₂ de façon économique), dans lequel les utilisations directes des fossiles deviendraient proscrites, et où ceux-ci seraient remplacés par des énergies secondaires non émettrices de CO₂, comme l'électricité ou l'hydrogène. Un tel scénario soulève d'autres interrogations, sur l'épuisement des ressources fossiles, sur la maîtrise du stockage de CO₂, sur l'hydrogène, etc...

Au-delà des éléments structurants des scénarios « facteurs 4 » alternatifs et des questions qu'ils posent quant à leur faisabilité, se pose également une série de questions sur l'économie de ces scénarios et des univers qu'ils sous-tendent.

Notre capacité à décrire de façon probante l'économie de ces scénarios est en tout état de cause forcément limitée par les incertitudes majeures qui pèsent quant à l'évolution des prix et des coûts, notamment pour toutes les technologies nouvelles encore au stade du prototype ou en-deçà.

Mais plus fondamentalement, rien ne permet aujourd'hui de trancher sur ce qui l'emportera au plan macro-économique, entre les effets négatifs que ne manqueront pas d'avoir le renchérissement global de l'énergie pour le consommateur final – notamment du fait de l'internalisation de la valeur du carbone - et les coûts de mise en œuvre des stratégies « facteur 4 » d'un côté, et les effets positifs que ne manquera pas d'avoir le développement de nouvelles technologies de masse, en termes de productivité et de compétitivité, de l'autre.

Les pistes à approfondir

Il y a deux directions majeures pour approfondir la réflexion sur le « facteur4 » : l'élaboration de scénarios alternatifs complets, en adaptant le modèle POLES en tant que de besoin ; l'analyse des implications stratégiques des scénarios pour les Pouvoirs Publics, et de leurs implications industrielles, financières et économiques.

En premier lieu, il conviendrait de quantifier complètement, et de façon cohérente, les scénarios « renouvelables » et « fossiles » évoqués ci-dessus, et de bien mettre en exergue, de façon comparative, l'ensemble des questions et des doutes que suscitent tous ces scénarios.

En second lieu, il faudrait donner une lecture « stratégique » de ces scénarios : quelles politiques, quelles mesures, pour les Pouvoirs Publics français, pour l'Europe, avec quels moyens, quelles cibles, ... ? Quelles conditions réaliser en matière d'outil industriel, de mécanismes financiers, de régulation, de comportements, etc... ? Que dire des évolutions résultantes possibles du système de prix de l'énergie, de la valeur du carbone ?

1 Introduction

Cette étude a pour objet l'élaboration de deux scénarios énergétiques pour la France métropolitaine à l'horizon 2050, avec des projections intermédiaires pour 2010, 2020 et 2030, reprenant et actualisant le scénario tendanciel établi par la DGEMP en 1999-2000. Elle s'appuie sur le corps de méthodes et de modèles utilisés dans le passé récent pour différents exercices de prospective énergétique pour la France (MEDEE, POLES), y compris la construction du « scénario énergétique tendanciel à 2020 » de la DGEMP. L'élargissement de l'horizon temporel requis dans le cahier des charges de l'appel à proposition (2050) aurait dû en principe conduire à une refonte à la fois de la méthode et des modèles, ce qui était incompatible avec les délais exigés pour la réalisation de l'étude (6 mois). En revanche, le développement du programme européen VLEEM de modélisation énergétique à très long terme, ainsi que les travaux d'extension du modèle POLES à l'horizon 2050 (programme WETO-H2) ont donné des éléments de cadrage international pertinents sur 2050 et une garantie de cohérence des projections sur cet horizon.

1.1 Méthode

Problématique générale

Cette étude prospective inclut deux dimensions – l'horizon temporel 2050, le « facteur 4 » - qui imposent des précautions particulières en matière de méthode prospective, par rapport aux exercices récents menés en France fondés pour l'essentiel sur la prospective dite « exploratoire ».

La prospective exploratoire puise largement aux sources de l'analyse systémique et de la méthode des scénarios. Elle s'attache avant tout à rechercher, par l'analyse des évolutions historiques et des situations actuelles, les clés des évolutions possibles et des situations envisageables pour demain. L'incertitude est reconnue comme une composante à part entière de l'avenir, pour une bonne part irréductible aux décisions susceptibles d'être prises dans le pays. L'objectif n'est plus de dire au décideur : voilà où nous allons, mais : voilà les différentes routes possibles si tel ou tel événement se produit ou si telle ou telle décision est prise.

Là où l'horizon de pertinence de la « prédiction économétrique » est borné par la pertinence de l'extrapolation des corrélations statistiques (équivalent d'une demi douzaine d'années), celui de la prospective exploratoire est borné par les délais d'émergence et de dissémination large de connaissances nouvelles (notamment en matière technologique), soit une trentaine d'années au grand maximum.

Depuis 20 ans, la prospective exploratoire s'est imposée dans tous les compartiments de la réflexion sur le futur en relation avec l'énergie, jusque y compris la réflexion sur le très long terme (2050-2100 : IIASA/CME, etc...)

Or les évolutions récentes des marchés de l'énergie, et l'irruption de problématiques nouvelles – notamment environnementales – demandent une attitude face au futur dont la prospective exploratoire s'accommode avec des difficultés croissantes.

Le premier coup de boutoir est venu des contraintes environnementales dont la traduction en termes économiques est difficile, sinon impossible : effet de serre, déchets nucléaires à vie longue, pour ne citer que les deux contraintes aujourd'hui les plus en vue. Autant la prospective exploratoire peut s'accommoder des bifurcations ou des ruptures que peuvent

entraîner des modifications importantes du système de prix qu'entraînerait la traduction économique de ces contraintes (pour autant que l'histoire recèle de tels épisodes), autant elle est désarmée si ces contraintes doivent s'exprimer d'une façon différente, sans précédent historique (par exemple, contraintes sur les volumes).

Un autre coup est venu de la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité et du changement du poids relatif des pouvoirs publics et des décideurs privés dans la conduite des affaires énergétiques.

Pour une certaine part, les relations explicatives sur lesquelles s'appuie la prospective exploratoire reflètent un comportement décisionnel marqué à la fois par la recherche de l'intérêt collectif et par une vision longue (par exemple, au travers de la tarification et des règles de concurrence, de la réglementation, etc...).

La libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité remet en cause cette façon de voir pour deux raisons :

- le changement de nature du rôle de l'Etat, notamment dans sa fonction de régulation,
- la transformation des acteurs et des mécanismes décisionnels relatifs à l'offre et la demande d'énergie.

Ce bouleversement a d'autant plus d'incidence sur l'attitude face au futur, qu'il s'accompagne d'un conflit qui va s'amplifier entre les problématiques décisionnelles. D'un côté, des acteurs économiques dont l'horizon décisionnel, déjà court, tend à se raccourcir encore. De l'autre, des acteurs institutionnels dont l'horizon décisionnel, du fait des nouvelles modalités de régulation et de la montée en puissance des contraintes environnementales, tend à s'allonger fortement (le demi-siècle, sinon le siècle).

La prospective exploratoire est ainsi prise en tenaille entre deux mouvements antagonistes :

- un horizon de pertinence des relations explicatives fondées sur l'analyse historique et les connaissances acquises qui se raccourcit,
- une exigence temporelle de la réflexion sur le futur qui s'allonge.

La prospective exploratoire reste un outil puissant d'investigation du futur, mais limité pour répondre aux nouveaux défis que les pouvoirs publics doivent affronter, et qui apparaissent en filigrane dans l'appel d'offre.

La prospective d'anticipation, en mettant l'accent sur les objectifs à atteindre et les moyens d'y parvenir, ouvre une voie plus adaptée.

Ce n'est pas une attitude sur le futur nouvelle en soi. Le débarquement de Normandie en Juin 44 ou la conquête de la lune, ou encore, plus loin dans le temps, la plantation des forêts de chênes par Colbert, en sont de belles illustrations.

Même dans le domaine énergétique, le grand succès des modèles d'optimisation (EFOM, MARKAL,...) montre l'attrait d'une vision normative du futur pour les décideurs énergétiques.

Mais contrairement aux modèles d'optimisation, la prospective d'anticipation à laquelle nous nous référons s'appuie sur trois postulats essentiels, incompatibles avec ces modèles :

- Il existe des contraintes et des objectifs, notamment environnementaux, qui ne peuvent pas s'exprimer en termes économiques (et donc qui ne peuvent pas s'inscrire dans une fonction globale d'optimisation) : le « facteur 4 » en fait partie.
- Les cheminements du système économique ne découlent pas nécessairement de décisions empreintes uniquement de rationalité économique (globale ou sectorielle).

- Les connaissances acquises sur les technologies et les comportements sont insuffisantes pour décider des états possibles (ou souhaitables) de la technologie et des comportements à l'échelle d'un demi-siècle.

En théorie, la mise en oeuvre d'une telle prospective d'anticipation implique les étapes suivantes :

- Définir les objectifs, les contraintes et les « règles du jeu ».
- Construire les images du système socio-économique et énergétique pour les années-cible respectant à la fois les objectifs et les contraintes. Ces images doivent constituer des tous cohérents, compatibles avec l'ensemble des connaissances acquises et avec les rythmes de leur progression, tels qu'observés historiquement (via la R&D et via les modifications de modes de vie).
- Construire les trajectoires permettant de lier les images terminales des années-cible à la situation actuelle et aux évolutions historiques, dans le respect des « règles du jeu ».

En pratique, compte-tenu des impératifs quant aux délais de réalisation de l'étude, on s'est limité ici aux deux premiers niveaux.

Le premier niveau est celui de la définition des scénarios, dont les termes de référence de l'étude donnent les éléments centraux.

Le second niveau est celui du recours aux instruments existants pour construire les images du futur cohérentes entre les différents horizons temporels : 2010, 2020, 2030, 2050. Compte tenu des impératifs de l'étude, on s'est appuyé sur des modèles existants :

- modèle technico-économique d'exploration de la demande énergétique MEDEE (version Med-Pro)
- modèle énergétique global en équilibre partiel POLES (équilibres offre-demande national, régional-Europe, mondial)
- modèle énergie-environnement à très long terme VLEEM

Les modèles utilisés

Le modèle technico-économique MEDEE

Le recours au modèle technico-économique MEDEE a permis de conserver une cohérence forte entre cet exercice et le précédent exercice de prospective énergétique de la DGEMP (scénario de référence AIE). Il sera utilisé dans un premier temps aux horizons 2010 et 2030, pour projeter les demandes énergétiques de la France par usage dans les différents scénarios. Ces projections seront utilisées principalement pour calibrer de façon fine les fonctions de demande du modèle d'équilibre sectoriel POLES pour la France (cf. infra).

Rappelons que les modèles technico-économiques comme MEDEE se caractérisent par le double fait

- qu'ils sont explicatifs et non statistiques,
- qu'ils combinent une description physique et technologique des processus de consommation énergétique avec une approche économique des déterminants de ces consommations.

Cette double caractéristique en fait des outils puissants pour évaluer les impacts sur la demande énergétique future des évolutions technologiques et des changements structurels de

l'économie, pour peu que ceux-ci puissent être décrits et spécifiés. Ils sont également puissants pour évaluer les impacts des mesures politiques visant les consommations énergétiques (et les émissions de CO₂), dès lors que ces mesures peuvent être exprimées au travers des entrées technologiques ou socio-économiques que manipule le modèle.

On fera toutefois une réserve: la relative fragilité de l'évaluation des impacts des variations de prix des énergies (et donc des instruments économiques) sur le niveau et la structure de la consommation finale d'énergie (et par conséquent les émissions de CO₂).

Cette fragilité provient de deux constats :

- a) L'analyse économétrique des élasticités-prix des consommations énergétiques sectorielles montre une forte variabilité de ces élasticités dans le temps. Cette variabilité peut être attribuée à la forte influence des éléments de contexte (niveau général des prix, politiques d'efficacité énergétique ...) sur ces élasticités sans pour autant que l'on soit en mesure de quantifier ces influences. On ne peut dès lors, ni s'appuyer sur des élasticités constantes dans les travaux de prospective, ni introduire des fonctions explicatives des variations d'élasticité dans les modèles.
- b) Par construction des modèles technico-économiques, l'impact des prix sur les consommations finales est appréhendé au travers de deux mécanismes distincts : l'impact sur les niveaux de satisfaction des besoins et sur les activités productives (impacts généralement de court terme et réversibles); l'impact sur les choix techniques et les spécifications techniques des équipements neufs. Comme le montrent les études économétriques, ces deux mécanismes ne sont pas indépendants et se neutralisent en partie sur une période de temps limitée. Une hausse de prix des énergies de chauffage peut conduire les consommateurs à baisser leur température de chauffage, mais après quelques années, l'amélioration de l'isolation thermique des logements (induite ou non par la baisse des prix) et l'augmentation des revenus permettront aux gens de revenir progressivement à leur température de chauffage antérieure (phénomène observé dans les années 80 en France). Comme l'évolution technique reste guidée par de nombreuses influences au-delà des prix des énergies, il est impossible de formaliser a-priori comment se manifestera concrètement, dans le futur, l'impact spécifique des prix au travers des deux mécanismes mentionnés plus haut. En définitive, la seule possibilité ouverte aux modèles technico-économiques est de rechercher une cohérence formelle entre 3 groupes d'hypothèses retenues dans ces modèles :
 - Les prix des énergies aux consommateurs finals,
 - Les niveaux de satisfaction des besoins et niveaux d'activité productive,
 - Les évolutions technologiques.

Cette cohérence formelle est assurée par le biais d'un ajustement des coefficients budgétaires futurs des différents groupes de consommateurs sur les trends et les marges de variations historiques de ces coefficients dans le passé.

Les projections de demande énergétique sont établies au sein de scénarios socio-économiques et énergétiques, dont la cohérence formelle doit être garantie dans toute la mesure du possible. Pour partie cette cohérence s'apprécie ex-ante, lors de l'écriture des scénarios, pour partie elle est validée ex-post, une fois les conséquences de ces scénarios sur les consommations énergétiques évaluées par le modèle.

L'appréciation de la cohérence ex-ante est très qualitative, et s'appuie essentiellement sur le jugement d'expert.

La validation de la cohérence ex-post met en œuvre des outils d'analyse quantitative formalisés : les structures de consommation, les intensités énergétiques, les coefficients budgétaires. Ces indicateurs sont produits par le modèle afin de révéler le niveau de cohérence global des hypothèses et résultats, mais n'induisent aucun mécanisme automatique d'ajustement, de rétroaction au sein du modèle.

Le niveau de cohérence global est apprécié de 2 façons :

- Par rapport aux évolutions historiques.
- Par rapport aux niveaux et évolutions constatés dans d'autres pays similaires (en termes économiques et sociaux).

Cette cohérence globale permet de « garantir » que les évolutions techniques et comportementales stipulées ou simulées par le modèle au niveau des groupes de consommateurs et d'usages énergétiques, et leurs conséquences sur l'énergie et le CO₂, sont bien cohérentes avec les hypothèses macro-économiques retenues. L'« univers » ainsi décrit est plausible, possible.

En théorie, la procédure d'ajustement des hypothèses de scénario qu'implique la recherche d'une meilleure cohérence globale ex-post, pourrait s'appliquer également aux hypothèses macro-économiques. En pratique c'est très rarement le cas. En particulier, ça n'a jamais été le cas dans les exercices prospectifs menés jusqu'ici avec MEDEE. L'ajustement s'est fait exclusivement sur les « entrées » correspondant aux comportements.

Deux raisons majeures « expliquent » cette absence de prise en compte de rétroactions sur les hypothèses macro-économiques :

- Une raison purement contingente : quand bien même mettrait-on en évidence une incohérence globale obligeant à réviser les hypothèses macro-économiques, on ne dispose d'aucun outil permettant de le faire de façon cohérente au sein des modèles technico-économiques ;
- Une raison de fond : les modèles technico-économiques ne s'attachent qu'à décrire les systèmes futurs de consommation énergétique susceptibles de prendre place dans un univers macro-économique donné, réputé globalement cohérent, et donc intégrant a-priori toutes les interactions et retro-actions possibles. Si rétroactions additionnelles il doit y avoir, elles sont réputées du 2^{ème} ordre, non susceptibles d'altérer l'univers macro-économique au point d'altérer la description du système futur de consommation énergétique.

Or certains feedbacks existent manifestement :

- sur les prix de l'énergie et les prix des autres biens (en cas de prix du carbone par exemple...)
- sur les capacités de financement des ménages et des entreprises dès qu'on atteint certains seuils
- sur la compétitivité et les balances commerciales
- sur les comportements énergétiques qui en résultent

- En fait ils restent vraisemblablement ‘de second ordre’ du point de vue strictement énergie (question des prix exceptée) mais probablement pas du point de vue du coût en bien-être pour les consommateurs, pour la compétitivité (et l’emploi) et la valeur des firmes.

En d’autres termes, il pourrait être pertinent de compléter les projections de demande énergétique obtenues avec MEDEE avec l’examen de la cohérence macro-économique d’ensemble, incluant les feed-backs, tel que pourrait le faire, par exemple, un modèle d’équilibre général calculable. Ceci n’est pas compatible avec les termes de référence de l’étude (notamment les délais d’exécution), mais pourrait être envisagé dans une étude complémentaire.

Le modèle POLES d’équilibre partiel du système énergétique

Le recours au modèle POLES s’impose pour deux raisons majeures :

- établir des bilans énergétiques prospectifs complets pour la France, pour les différents scénarios, aux horizons 2010, 2030 et 2050 ;
- prendre en compte les fortes influences des évolutions énergétiques européennes et mondiales, au travers notamment des prix internationaux et des contraintes environnementales, sur les bilans français à ces horizons.

Le modèle POLES est un modèle de simulation du système énergétique mondial à l’horizon 2030, étendu aujourd’hui à l’horizon 2050. C’est un modèle de simulation récursive : la dynamique est donnée, à partir du point initial puis d’année en année, par les ajustements progressifs des variables d’offre et de demande d’une part et de prix d’autre part. L’horizon prospectif est aujourd’hui étendu à une cinquantaine d’années, avec toujours le souci de conserver dans le modèle des technologies « explicites » et non « génériques ». Cela signifie qu’un effort de prospective technologique doit être mené afin de tenter d’identifier toutes les technologies susceptibles d’avoir un développement quantitatif important à 2050.

Le modèle est construit selon une structure hiérarchisée de modules, interconnectés au niveau national, régional et mondial. Sur le plan national, le modèle intègre les modules de consommation, d’énergies nouvelles, de conversion en électricité et de production d’énergies fossiles pour chaque région. Sur les plans régionaux ou mondiaux il intègre les flux d’échanges énergétiques et les modules de prix internationaux, pour les trois grandes énergies faisant l’objet d’un large commerce international, pétrole, gaz naturel et charbon.

Dans sa désagrégation géographique actuelle, 38 régions, le modèle permet à la fois de distinguer les grands acteurs de la scène de l’énergie ou de la négociation climat, et de reconstituer divers schémas régionaux, en particulier celui en 11 régions, utilisé dans la plupart des études énergétiques mondiales (WEC-IIASA, 1995 ; IEA, 1996 ; DOE-EIA, 1997) : Amérique du Nord, Amérique Latine, Europe de l’Ouest, Europe Centrale, CEI, Afrique du Nord et Moyen-Orient, Afrique Sub-saharienne, Asie du Sud, Asie du Sud-Est, Asie Continentale, Pacifique OCDE.

Dans le modèle POLES, les évolutions démographiques et économiques, pour chacun des grands pays ou régions du monde, sont considérées comme exogènes. En revanche, les évolutions de l’ensemble des variables caractérisant la consommation, la transformation, la production et les prix de l’énergie sont endogènes au modèle.

Ses principales utilisations relèvent de trois grands types d’exercices :

- **Prospective détaillée du système énergétique mondial**, par grand pays ou région (38 actuellement, avec simulation de la demande par secteur, des technologies liées aux énergies nouvelles et renouvelables, des systèmes électriques, de l'offre et des prix des hydrocarbures.
- **Analyse du progrès technique du secteur de l'énergie** avec simulation de scénarios de « percée technologique » et une endogénéisation des effets d'expérience et d'apprentissage sur les nouvelles technologies.
- **Analyse des impacts potentiels de la prise en compte des contraintes d'environnement global**, exprimées dans les accords internationaux sur la limitation des gaz à effet de serre, avec calcul des Coûts Marginaux de Réduction par pays et par secteur et utilisation du logiciel spécialisé ASPEN (Analyse des Systèmes de Permis d'Emission Négociables) pour la simulation de « marchés de droits d'émission ».

Dans un modèle d'équilibre partiel tel que POLES, la prise en compte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre est réalisée par l'introduction - ou l'internalisation - d'une « valeur du carbone » dans les différents modules. Cette valeur du carbone ou taxe carbone permet d'évaluer pour chaque région (26 régions dans le modèle, dont le G7 et les grands pays émergents) et pour des objectifs de réduction donnés :

- les émissions par tête ou par unité de PIB par rapport à 1990 ;
- les courbes de Coûts Marginaux de Réduction (CMR);
- les CMR et les échanges de permis en volume et valeur pour différentes configurations de « Bulle » ;
- les Coûts Totaux de Réduction (CTR) - soit l'intégrale des coûts marginaux des réductions réalisées en interne - auxquels sont ajoutés/soustraits les achats/ventes de permis ;
- le « Taux d'effort » par région (CTR/PIB).

Le modèle POLES permet en outre de calculer pour différents pays ou régions :

- le coût marginal et le coût total de réduction pour un pays isolé sans échange de permis ;
- le prix des permis et le volume des échanges dans le cas d'un échange ;
- le nouveau coût total, comme la somme du coût des réductions internes et des achats (+) ou ventes de permis (-) .

Les calculs doivent évidemment être adaptés dans le cas des pays à air chaud ou de pays participant sur la base d'une hypothèse de Mécanisme de Développement Propre.

Comme dans la plupart des exercices menés avec des modèles d'équilibre général ou sectoriel, les politiques de réduction des émissions simulées dans POLES transitent par les prix (taxe carbone ou permis négociables).

A priori cette caractéristique des modèles d'équilibre partiel n'est pas propice à l'évaluation de politiques et mesures de type normatives. D'où l'importance de calibrer les fonctions de demande de POLES pour la France avec les résultats du modèle MEDEE.

VLEEM. Modélisation énergétique à très long terme

VLEEM (Very Long Term Energy-Environment Model) est un modèle conçu selon les principes de l'approche téléologique, dont l'horizon de temps est le demi-siècle et le siècle. Elaboré par un consortium européen pour la Commission Européenne (DG Recherche) et l'ADEME, le modèle comprend deux grandes parties : une partie sur la prospective des besoins de services énergétiques, une partie sur la prospective des systèmes technologiques pouvant répondre à ces besoins en respectant des critères de soutenabilité.

Le recours à ce modèle dans le cadre de cette étude se justifie dans la mesure où il permet d'appréhender l'évolution des besoins énergétiques et des systèmes d'offre au-delà des horizons de pertinence des modèles exploratoires tels que MEDEE et POLES. Pour autant, son degré de précision est nécessairement moindre que celui des modèles précédents, et l'idée retenue ici est d'utiliser les images 2050 de VLEEM pour cadrer les évolutions simulées par MEDEE et POLES au-delà de 2030.

Compte-tenu du travail de validation accompli aujourd'hui sur VLEEM, seules la France et l'Europe seront explicitement traitées dans ce sens, les autres régions du monde restant traitées par POLES selon une simple logique extrapolatoire des évolutions 2000-2030.

1.2 La réalisation des projections

Le principe général que l'on a retenu pour la réalisation des projections, compte tenu de l'éloignement de l'horizon de ces projections (2050), s'apparente à celui retenu dans l'étude sur l'économie du nucléaire à l'horizon 2050 (Etude Charpin-Dessus-Pelat pour le Premier Ministre). Il consiste en cinq étapes majeures :

- définir et quantifier les hypothèses relatives aux grands déterminants démographiques ; macro-économiques, technologiques, ressources,... du scénario tendanciel ;
- quantifier, avec les modèles, les implications physiques de ces hypothèses : productions, logements, trafics, équipements, bilans offre/demande d'énergie, émissions de CO₂, etc...
- identifier les marges de manœuvre et les potentiels d'inflexion de ces évolutions physiques pouvant contribuer à la définition du scénario souhaitable « facteur 4 » ;
- quantifier, avec les modèles, les implications physiques de ce scénario ;
- « traduire » ces évolutions en termes économiques et en analyser les implications.

La définition du scénario tendanciel

Le scénario tendanciel reprend l'esprit général du scénario « référence » construit pour la DGEMP et l'AIE en 2000, avec un prolongement à 2050. Ce scénario, sans valeur prédictive ni probabiliste, est essentiellement destiné à servir d'étalon pour identifier et mesurer les efforts à entreprendre en fonction d'objectifs normatifs de la part des Pouvoirs Publics, tel le « facteur 4 ».

Un Comité de Liaison a été mis en place par la DGEMP afin de définir les hypothèses majeures de ce scénario. Ces hypothèses ont trait à la démographie, à la croissance économique, à l'évolution technologique et aux ressources énergétiques. La définition de ces hypothèses intègre une analyse critique des prévisions réalisées par des organismes internationaux et nationaux (DOE, CE, AIE). Elle s'appuie en outre sur les travaux prospectifs réalisés par le CEPPI sur le très long terme (modèle INGENUE), concernant les relations entre démographie, croissance et flux financiers au niveau mondial, ainsi que sur les travaux réalisés par ENERDATA sur le très long terme, notamment sur les relations entre structures démographiques et besoins énergétiques.

L'articulation des différents modèles pour la projection « tendancielle »

Dans un premier temps, les deux modèles MEDEE et POLES ont été utilisés séparément aux horizons 2010 et 2030, à partir de projections déjà réalisées :

- Les projections de demande d'énergie par MEDEE s'appuient sur celles entreprises pour la DGEMP pour le scénario « de référence » (2000), étendues à 2030 et remaniées en tant que de besoin, à partir des nouvelles hypothèses de base ;
- Les projections d'offre/demande d'énergie au niveaux français, européen et mondial s'appuient sur l'extension du scénario de référence de l'étude WETO (2002, Commission Européenne), éventuellement remaniées en tant que de besoin, à partir des nouvelles hypothèses de base pour la France.

Un examen détaillé des différences obtenues entre les résultats de ces deux modèles pour la demande énergétique de la France a été entrepris, et les fonctions de demande de POLES ont été recalibrées pour rapprocher les résultats des deux modèles.

A l'issue de cette étape, on dispose de bilans énergétiques prospectifs tendanciels 2010, 2020 et 2030 pour la France, l'Europe et le Monde, assortis d'informations prospectives relatives aux systèmes de prix des énergies sur le marché international, aux flux d'imports/exports, aux émissions de gaz à effet de serre, etc...

Les bilans seront présentés selon le format de l'Observatoire de l'Energie.

La définition du scénario souhaitable « facteur 4 »

Le Comité de Liaison de la DGEMP a défini dans un premier temps le cadre général dans lequel inscrire la réflexion sur le scénario souhaitable « facteur 4 » : hypothèses majeures, flexibilité admise dans les structures sociales et économiques (notamment dans les IGCE et les transports), filières technologiques et ruptures technologiques « éligibles », etc..

Dans un second temps, le Comité a débattu du contexte « politiques et mesures » et « instruments économiques » supposé contribuer à la réalisation de ce scénario souhaitable.

Le consortium a enfin proposé au Comité de Liaison un argumentaire et un « story-line » d'un scénario souhaitable « facteur 4 » possible parmi d'autres, indiquant en particulier la feuille de route du développement technologique envisagé dans ce scénario.

L'articulation des différents modèles pour la projection « souhaitable »

On s'est appuyé sur les projections centrales de besoins de services énergétique de VLEEM à l'horizon 2050 pour « cadrer » l'extrapolation à 2050 des projections tendanciennes de MEDEE, et les traduire dans les fonctions de demande de POLES sur la période 2030-2050.

Ce cadrage a porté sur les éléments suivants :

- structures démographiques, volume et structure des ménages
- construction de logements et bâtiments neufs
- trafics et infrastructures de transport
- industries grosses consommatrices d'énergie
- équipement des ménages.

Dans un premier temps, les deux modèles MEDEE et POLES ont de nouveau été utilisés séparément aux horizons 2010, 2020, 2030 et 2050:

- Les projections de demande d'énergie par MEDEE intègrent l'introduction et le développement des ruptures technologiques envisageables au niveau de la demande, et les nouvelles hypothèses relatives aux structures (transport, IGCE principalement), de façon à obtenir une réduction des émissions de CO₂ au niveau des consommateurs finals cohérente avec le « facteur 4 »;
- Les projections d'offre/demande d'énergie au niveaux français, européen et mondial de POLES visent à établir le niveau à affecter à la valeur économique du carbone pour obtenir une réduction d'un facteur 4 en France, avec et sans instruments de flexibilité internationaux, dans un cadre particulier d'hypothèses sur les coûts des technologies et l'organisation du système énergétique.

Un examen détaillé des différences obtenues entre les résultats de ces deux modèles pour la demande énergétique de la France a été entrepris, et les fonctions de demande de POLES ont

été recalibrées pour mieux prendre en compte les ruptures technologiques et les changements structurels au niveau de la demande, et rapprocher ainsi les résultats des deux modèles. Cette phase a conduit en particulier à introduire dans le formalisme de POLES une représentation explicite des technologies très basses consommatrices d'énergie pour les bâtiments et le transport routier.

A l'issue de cette étape, on dispose, pour un scénario « facteur 4 » parmi d'autres, de bilans énergétiques prospectifs souhaitables 2010, 2030 et 2050 pour la France, l'Europe et le Monde, assortis d'informations prospectives relatives aux systèmes de prix des énergies sur le marché international, à la valeur du carbone, aux flux d'imports/exports, aux émissions de gaz à effet de serre, etc... Ces bilans et ces informations, quoique partiels car ne couvrant qu'un seul scénario, permettent néanmoins de nourrir un début de réflexion sur le sens et les conditions de réalisation d'un objectif tel que la réduction par 4 des émissions de gaz à effet de serre en France.

2 Le scénario tendanciel

2.1 Les orientations générales du scénario tendanciel

La « commande » de la DGEMP

La « commande » de la DGEMP s'inscrit dans la requête de l'AIE concernant un scénario énergétique tendanciel pour la France à l'horizon 2030.

L'objectif assigné par la DGEMP est donc de définir ce scénario tendanciel, en s'appuyant autant que faire se peut sur les travaux menés dans le même esprit en 1999, et en intégrant :

- les évolutions effectivement constatées entre-temps,
- les mesures politiques visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre et à renforcer l'efficacité énergétique adoptées avant le 31/12/2003,
- et les actualisations des projections économiques, démographiques et sectorielles à long terme.,

Au-delà de la construction de ce scénario tendanciel, qui aura nécessairement un aspect réducteur, il s'agit également de définir les conditions, les marges, les incertitudes et les enjeux qui peuvent exister autour de ce scénario et les hypothèses qui le sous-tendent.

Les éléments de définition du scénario tendanciel

Le terme « tendanciel » est l'équivalent français de "Business as Usual" de l'AIE : "il s'agit d'un scénario de prospective où la demande d'énergie évolue dans le futur conformément aux tendances du passé et où aucune politique nouvelle n'est adoptée".

Cette définition pose deux questions de fond:

- au-delà des mesures déjà prises, le respect des engagements internationaux (Kyoto) et des Directives Européennes exige-t-il des mesures nouvelles, c'est à dire hors « tendanciel »?
- doit-on s'en tenir à la lettre des mesures déjà prises, ou considère-t-on que les mesures d'accompagnement nécessaires au plein effet des premières font pleinement partie du tendanciel même si elles n'ont pas encore été décidées ?.

La position finalement adoptée s'articule autour de deux principes :

- toutes les mesures déjà prises, notamment dans le domaine de la réglementation et des accords volontaires sont réputées pleinement suivies d'effet dans le scénario tendanciel : autrement dit l'Etat prendra en tant que de besoin toute mesures d'accompagnement rendues nécessaires pour contre-carrer les défauts d'application et les effets-rebond ;
- ces mesures sont réputées conformes aux Directives européennes déjà en application ; les nouvelles Directives à venir n'entrent pas dans le champ du tendanciel ; le respect strict des engagements internationaux s'applique de-facto, mais la France n'exclut pas le recours aux instruments de flexibilité en tant que de besoin.

Le scénario « tendanciel » ne doit pas être compris comme décrivant l'avenir le plus probable, mais comme un scénario à partir duquel on puisse mesurer les écarts nécessaires pour satisfaire à des contraintes, à des objectifs, allant au-delà des engagements déjà pris. C'est un

scénario avec un aspect théorique fort, ce n'est ni du souhaitable, ni du probable, c'est un étalon.

La méthode de construction du scénario tendanciel

Demande finale, France

Le scénario tendanciel est construit selon les mêmes méthodes que les scénarios antérieurs du Plan, de la DGEMP et de la MIES, en s'appuyant très largement sur l'investissement considérable effectué à ces occasions. Il s'agit donc d'une approche analytique, cherchant à anticiper, à dire d'experts, les inflexions possibles des tendances passées du fait des mesures déjà prises, et non une simple extrapolation de celles-ci.

Les mesures considérées explicitement dans le scénario tendanciel sont rassemblées ci-dessous.

➤ **Résidentiel, tertiaire**

- les RT-2000 et RT-2005 sont pleinement appliquées avec un délai d'apprentissage de 5 ans.
- Accompagnement par la fiscalité et contrôle/sanction pour éviter les effets rebond.

➤ **Transport**

- L'accord ACEA-2010 (140gCO₂/vkm) s'applique pleinement à la France dès 2008 pour les voitures neuves; surconsommation de 5% pour climatisation.
- Pas de renforcement après 2008
- Accompagnement par la fiscalité pour éviter les effets rebond.

➤ **Industrie**

- Accords volontaires signés réputés respectés
- Permis négociables dans l'UE

Bilan énergétique global, France

Les bilans énergétiques globaux ont été construits à partir des éléments complémentaires suivants :

- capacités électriques, input des centrales thermiques et électricité produite par type de centrale fournis par RTE, à partir des projections de demandes d'électricité
- capacité de raffinage, input et production des raffineries, et imports/exports de produits pétroliers fournis par l'IFP, à partir des projections de demande de produits pétroliers.

Environnement énergétique international

L'environnement énergétique international (consommations finales et primaires des grands pays et zones du monde, échanges internationaux, prix des énergies, etc...) a été établi avec POLES sur la base des grandes hypothèses suivantes :

- basées sur la projection centrale de l'ONU, les hypothèses démographiques conduisent à un ralentissement progressif de la croissance de la population mondiale au cours des prochaines décennies ; celle-ci devient inférieure à 1%/an vers 2020, en 2030 la population mondiale est de 8,1 milliards d'hab. ;
- les projections économiques correspondantes ont été produites par le CEPPI avec un modèle de croissance simplifié mais prenant en compte l'évolution du capital technique et capital humain dans chaque région ; pour le monde, la croissance du PIB par tête est de 2,1 %/an de 2000 à 2030, ce qui correspond à une croissance économique moyenne de 3,1 %/an ;
- les ressources de pétrole et de gaz naturel sont fondées sur les estimations du l'US Geological Survey ; les valeurs médianes (50 % de probabilité) sont retenues pour les ressources récupérables de chaque région (URR-Ultimate Recoverable Ressources) ; au total celles-ci sont estimées, dans les conditions techniques de taux de récupération de 2002, à 2800 Gbl pour le pétrole ; cependant, le modèle POLES prend en compte l'impact du progrès technique dans les technologies de récupération et en conséquence corrige à la hausse l'estimation des ressources récupérables dans le cours de la simulation ;
- les projections de coût des différentes technologies en concurrence (notamment pour l'électricité de puissance et énergies nouvelles et renouvelables ...) sont données de manière endogène par le modèle, avec un progrès dans les coûts découlant des effets d'apprentissage, mais sans hypothèse de rupture technologique ;
- le résultat de cet ensemble d'hypothèse correspond à un système énergétique s'ajustant de manière progressive et sans crise majeure à la croissance de la demande ; le pétrole demeure la source d'énergie dominante ; mais l'hypothèse de prix retenue dans l'exercice pour le pétrole et le gaz correspond à un renchérissement net par rapport au niveau des années quatre-vingt dix et le charbon connaît un retour marqué, en particulier en Asie et dans le secteur électrique.

2.2 Le cadrage macro-économique et les projections globales de demande pour la France 2030

PIB

On retient une hypothèse de croissance du PIB de 2,3%/an, sur l'ensemble de la période 2002-2030. Cette hypothèse est conforme aux projections de croissance potentielle émises par les organismes spécialisés jusqu'en 2010, mais s'en écarte progressivement ensuite, reflétant ainsi une vision plus volontariste de la croissance. Cette vision volontariste, plus à même d'éviter les crises que pourrait induire une croissance trop faible, suppose la mobilisation du travail au-delà de ce qui est considéré dans les projections de croissance potentielle.

La déclinaison de cette croissance par grands secteurs s'appuie sur les derniers travaux du groupe « DIVA » (1997). Elle indique simplement une évolution sectorielle cohérente, au plan macro-économique, avec une croissance du PIB de 2,3%/an.

Tableau 1: Hypothèses de croissance par secteur, scénario tendanciel

TCAM %/an	2001-2010	2010-2020	2020-2030
PIB	2,3%	2,3%	2,3%
industrie	2,0%	2,0%	2,0%
agriculture	1,2%	1,2%	1,2%
btp	1,0%	1,0%	1,0%
tertiaire	2,5%	2,5%	2,4%

Démographie

Suite au recensement de 1999, l'INSEE a révisé ses projections démographiques. On s'appuie ici sur le scénario central de ces nouvelles projections.

Tableau 2: Population (en millions) et nombre de personnes par ménage

Projections INSEE 2003	2010	2020	2030	2040	2050
Population (millions)	61,1	62,7	63,9	64,5	64
<i>(rappel tendanciel 2000)</i>	<i>61,7</i>	<i>63,5</i>			
0 à 19 ans	24%	23%	21%	21%	20%
20 à 59 ans	53%	50%	47%	46%	45%
60 et plus	23%	27%	31%	34%	35%
Ménages (millions)	26,3	28,8	29,5	30,4	30,5
<i>(rappel tendanciel 2000)</i>	<i>25,7</i>	<i>27,1</i>			
population active (millions)	27,2	27,3	26,5	25,9	25,3

Prix des Energies

L'hypothèse centrale retenue par la DGEMP est celle d'un maintien du prix du pétrole à 30\$/bbl sur l'ensemble de la période. Cette hypothèse, cohérente avec celle de l'AIE, n'est pas confirmée par les résultats du modèle POLES dans le scénario tendanciel, lequel considère une montée tendancielle du prix au-delà de 35\$/bbl en 2030.

Le gaz suit d'assez près le pétrole

Projections globales de demande finale énergétique**Tableau 3: Projections tendancielles de demande finale par énergies**

Consommation finale énergétique										
Mtep	1990	2001	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Pétrole	71	76	71	77	79	82	82	0,3%	0,3%	0,1%
Gaz	23	32	23	33	40	46	50	2,1%	1,4%	0,9%
Charbon	10	7	10	8	7	7	7	-2,0%	-0,5%	0,5%
Electricité	27	34	27	33	39	46	52	1,6%	1,7%	1,3%
Autres	11	11	11	12	13	15	18	1,3%	1,1%	1,7%
Total	143	160	143	163	178	195	209	0,9%	0,9%	0,7%

Tableau 4: Projections tendancielles de demande finale par secteurs

Consommation finale énergétique										
Mtep	1990	2001	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Industrie	39	38	37	40	43	48	52	0,9%	1,0%	0,8%
Résidentiel	41	48	43	48	52	57	58	1,0%	0,8%	0,2%
Tertiaire	18	21	19	22	24	26	28	0,7%	0,9%	1,0%
Transports	42	50	41	50	55	61	67	1,1%	1,0%	1,0%
Autres	3	3	4	3	3	3	3	0,0%	0,0%	0,0%
Total	143	160	143	163	178	195	209	0,9%	0,9%	0,7%

Tableau 5: Projections tendancielles de demande finale : indicateurs

	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Electricité (TWh)	308	388	448	533	603	1,6%	1,7%	1,3%
Intensité électrique (kWh/M€95)	275	283	266	251	228	-0,7%	-0,6%	-1,0%
Intensité énergétique (tep/M€95)	127	119	106	92	79	-1,3%	-1,4%	-1,5%
Energie per capita	2,5	2,7	2,8	3,0	3,2	0,5%	0,6%	0,5%

Commentaires

Avec un taux de croissance inférieur à 1%, la demande énergétique progresserait tendanciellement à un rythme nettement infléchi par rapport aux évolutions historiques : on constate ainsi l'impact attendu des mesures déjà prises dans les différents secteurs de l'économie.

Cette croissance s'accompagnerait d'une diminution de l'intensité énergétique finale soutenue, à mi-chemin entre les évolutions constatées dans les années '80 (impact du second choc pétrolier) et dans les années '90 (prix modérés des énergies). On a là un résultat assez conforme aux hypothèses retenues quant à la mise en œuvre effective et « accompagnée » des mesures, telles que les réglementations thermiques et les accords volontaires dans l'industrie et les transports.

Pour autant, il convient de garder une certaine prudence dans l'interprétation de ces projections qui peuvent être légitimement considérées comme exagérément basses, et ce pour trois raisons.

- a) L'hypothèse d'un maintien à 2,3%/an de la croissance du PIB, pour aussi fondée qu'elle soit, peut apparaître contradictoire avec l'hypothèse démographique retenue, sauf à admettre des gains de productivité de l'emploi significativement supérieurs à ceux projetés par DIVA ; plus d'emploi signifierait nécessairement plus de population et donc plus d'énergie.
- b) Les résultats ci-dessus impliquent une décroissance de l'intensité électrique du PIB dès 2000 : il s'agirait là d'un phénomène entièrement nouveau, avec très peu d'équivalent dans le monde à ce jour ; il n'est pas exclu qu'il s'agisse là d'une conséquence de la grande difficulté à concevoir et intégrer à leur juste niveau, dans la projection, les nouveaux usages de l'électricité que le développement des NTIC ne manquera de susciter.
- c) L'examen des coefficients budgétaires montre qu'il y a lieu de redouter la manifestation d'effets-rebond aux mesures techniques et réglementaires prises en compte, même avec un prix du pétrole à 30\$/bbl, si la fiscalité sur l'énergie reste à son niveau actuel ; ce phénomène pourrait même s'amplifier si la libéralisation du gaz et de l'électricité devait conduire à des baisses de prix significatives.

2.3 L'industrie 2030

Définition, désagrégation et nomenclature

- Le secteur industriel, au sens de la comptabilité énergétique, comprend l'ensemble des activités de production des biens matériels, l'activité minière et le secteur de la construction, mais exclut toutes les industries énergétiques stricto sensu, de même que l'artisanat.
- On distingue **trois sous-ensembles principaux** dans le secteur industriel :
 - les activités minières et le secteur de la construction ;
 - les industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE) ;
 - les autres industries.
- Les **IGCE** sont définies à partir de deux critères : le poids de l'énergie dans les coûts de production, le poids de l'industrie dans la consommation totale d'énergie de l'industrie. Ces industries sont appréhendées en termes physiques, sur la base de la **production en Mtonnes** du produit dominant et de **consommations unitaires par tonne**, par procédé de fabrication. **Les produits dominants considérés sont: l'acier brut ventilé entre aciéries électriques et aciéries traditionnelles, le chlore, l'ammoniac, l'éthylène, le clinker, le papier et la pâte à papier.**
- Les autres industries, le secteur minier et le BTP, sont simulés sur la base de **la valeur ajoutée** et **d'intensités énergétiques** de la valeur ajoutée. Les autres industries sont rassemblées en **6 branches**, les unes constituant l'intégralité de la branche, les autres le solde des branches une fois les IGCE retirées. Le tableau 1.1 ci-dessous indique l'ensemble des branches retenues et les correspondances avec les nomenclatures usuelles.

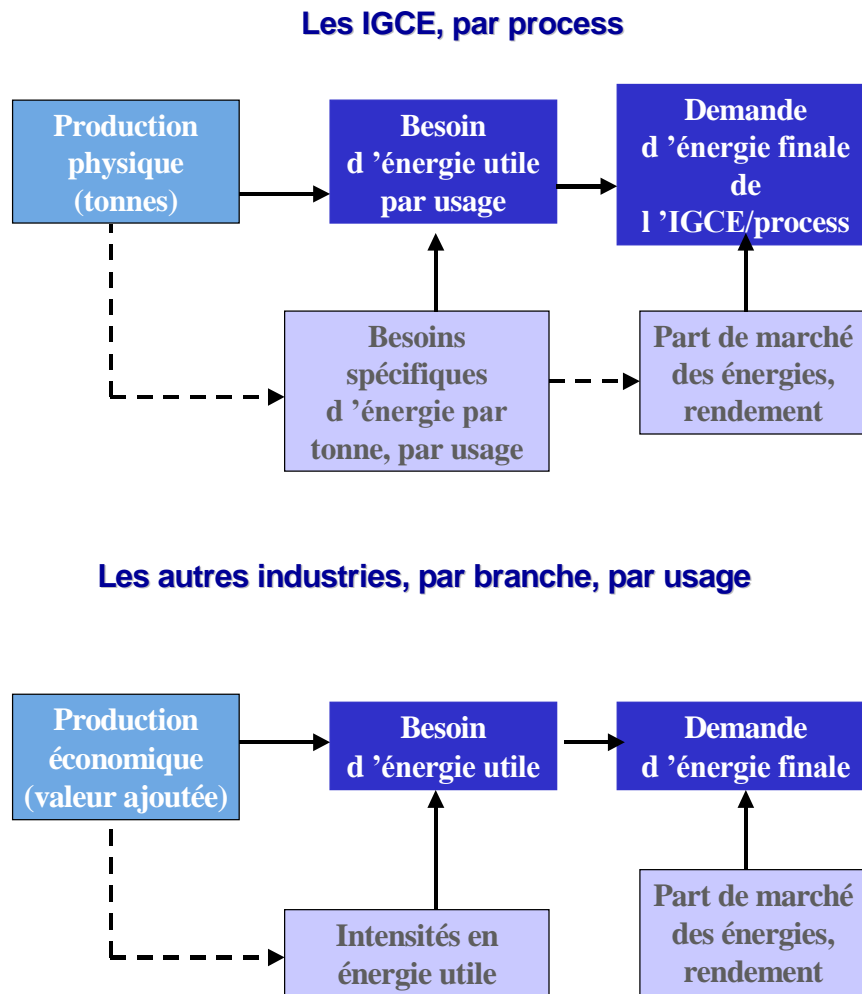
Tableau 6: structure de l'industrie et nomenclatures

Branches (BI)	IGCE (Y)	Autres industries (X)	Energie	Economie
Minerais et métaux primaires	Acier brut	Reste de la branche	NCE 16,18	T07, T08
Chimie	Chlore Ammoniac Ethylène	Reste de la branche	NCE 23, 24, 25, 27, 28, 36, 37	T11, T23, T12
Minerais non-métalliques	Clinker	Reste de la branche	NCE 19, 20, 21, 22	T09, T10
Agro-alimentaire, Textiles, cuir, habillement			NCE 12, 13, 14, 34	U02, T18, T19
Biens d'équipement			NCE 35	T21, T22
Autres	Pâtes et papiers	Reste de la branche	NCE 17, 29, 30, 31, 32, 33, 38	T13, T20, U05

Principes de modélisation

- La **formalisation générale** du sous-modèle “industrie” de MEDEE est schématisée par la figure 1 ci-dessous :

Figure 1: Schéma de simulation du sous-modèle industrie



Les hypothèses tendanciennes

Valeurs ajoutées par branche

On retient les hypothèses suivantes, cohérentes avec les projections du scénario « Europe » du Club DIVA en date de Janvier 1998.

Tableau 7 : hypothèses de croissance tendancielle des valeurs ajoutées par branche industrielle**Hypothèses industrielles**

TCAM %/an	1990-2001	2001-2010	2010-2020	2020-2030
métaux-primaires	1%	1%	1%	1%
chimie	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
non_metalloques	0,1%	0,9%	0,9%	0,9%
iaa_textiles	-0,9%	1,4%	1,4%	1,4%
équipement	3,5%	2,3%	2,3%	2,3%
autres	0,0%	1,1%	1,1%	1,1%

Productions des industries grosses consommatrices d'énergie (IGCE)

Les hypothèses sur l'évolution tendancielle des productions des IGCE sont celles proposées par la DGEMP et la DIGITIP.

Tableau 8 : hypothèses de croissance tendancielle des productions par IGCE

Mt	1990	2001	2010	2020	2030
ethylene	2,5	2,9	3,18	3,2	3,2
chlore	1,3	1,6	1,3	1,3	1
ammoniac	1,6	1,5	1,2	0,9	0,9
clinker	20,9	16,3	16,15	14,8	13,7
papier-pâtes	7,0	9,6	14	21	26
pâtes	2,2	2,3	3	3,8	4
acier HF	13,6	12,6	12,5	12,5	12,5
acier élec	5,4	8,4	7,0	7,0	7,0

Effets de structure sur les intensités énergétiques des branches

On retient les hypothèses suivantes, basées en partie sur les évolutions constatées sur la période 1980-2001.

Tableau 9 : hypothèses tendancielle de variation des intensités énergétiques par branche industrielle par effet de structure (100=1975)

	1990	2001	2010	2020	2030
Usages électriques					
métaux primaires	1,00	1,04	1,08	1,12	1,16
chimie	1,00	0,93	0,88	0,82	0,77
non métalliques	1,00	1,07	1,13	1,19	1,27
iaa textiles	1,00	1,24	1,35	1,46	1,50
équipement	1,00	0,86	0,76	0,66	0,57
autres	1,00	0,95	0,92	0,88	0,85
Usages thermiques					
métaux primaires	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85
chimie	1,00	0,77	0,62	0,49	0,39
non métalliques	1,00	0,93	0,87	0,82	0,76
iaa textiles	1,00	1,27	1,29	1,35	1,39
équipement	1,00	0,76	0,61	0,48	0,37
autres	1,00	0,79	0,65	0,53	0,43

Efficacité énergétique

Peu d'informations nouvelles ont été apportées quant à la quantification des hypothèses d'efficacité énergétique dans l'industrie par rapport au précédent scénario tendanciel.

Pour les IGCE, on rappelle que ces hypothèses supposent que les accords volontaires signés au 31/12/03 sont suivis pleinement d'effet.

Pour les autres industries, on a considéré, selon le dire des spécialistes de la question, que le potentiel d'efficacité énergétique à 30 ans se renouvelait continûment du fait du progrès technique ; autrement dit, les enseignements de l'étude « gisement » du CEREN de 1992 restent globalement valables aujourd'hui.

Tableau 10 : hypothèses tendancielle de variation des intensités énergétiques par branche industrielle par gains d'efficacité (% de baisse entre 1992 et 2020)

Usages thermiques					
	1990	2001	2010	2020	2030
métaux primaires	1	1,00	1,00	1,00	1,00
chimie	1	0,96	0,93	0,89	0,86
non métalliques	1	0,97	0,94	0,91	0,89
iaa, textiles	1	0,95	0,92	0,88	0,85
équipement	1	0,88	0,78	0,66	0,55
autres	1	0,97	0,95	0,93	0,90

Usages électriques					
	1990	2001	2010	2020	2030
métaux primaires	1	0,94	0,89	0,84	0,79
chimie	1	0,98	0,97	0,96	0,94
non métalliques	1	0,98	0,97	0,96	0,94
iaa, textiles	1	0,98	0,97	0,96	0,94
équipement	1	0,99	0,98	0,97	0,96
autres	1	0,99	0,98	0,97	0,96

Tableau 11 : hypothèses tendancielle de variation des consommations spécifiques par IGCE (% de baisse entre 1992 et 2020)

Usages électriques	Indices d'évolution, base 1 en 1990				
	1990	2001	2010	2020	2030
chimie organique de base	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
chlore	1,00	0,98	0,96	0,93	0,93
engrais	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
clinker	1,00	1,08	1,08	1,04	1,00
papier	1,00	0,98	0,98	0,97	0,96
pâte à papier	1,00	0,98	0,97	0,96	0,95
aciéries électriques	1,00	1,00	0,95	0,92	0,90
autres, sidérurgie	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Usages thermiques	Indices d'évolution, base 1 en 1990				
	1990	2001	2010	2020	2030
chimie organique de base	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
chlore	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
engrais	1,00	0,97	0,95	0,92	0,92
clinker	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98
papier	1,00	0,90	0,86	0,85	0,84
pâte à papier	1,00	0,90	0,86	0,85	0,84
haut-fourneaux/coke	1,00	0,87	0,83	0,81	0,81
sidérurgie/autres	1,00	1,20	1,20	1,21	1,21
fonte/acier	1,00	0,97	0,97	0,97	0,97

Les projections tendanciennes de demande énergétique de l'industrie**Tableau 12 : projections tendanciennes de demande énergétique de l'industrie, par énergies****Usages énergétiques**

Mtep/an	1990	2001	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Pétrole	5,3	3,3	5,3	3,3	1,7	1,0	1,0	-7,1%	-5,1%	-0,3%
Gaz	9,1	11,9	9,2	12,0	15,2	17,7	19,2	2,6%	1,5%	0,8%
Charbon	9,2	8,0	9,0	7,0	6,1	5,5	5,4	-1,5%	-1,0%	-0,2%
Electricité	9,4	11,5	9,3	11,6	12,6	14,9	17,0	1,0%	1,6%	1,3%
Autres	4,9	5,1	4,4	6,0	7,6	8,7	9,3	2,6%	1,4%	0,6%
Total	37,9	39,9	37,3	39,9	43,2	47,8	51,8	0,9%	1,0%	0,8%

gris: DATAMED, d'après CEREN (hors sidérurgie, OE)

Usages non énergétiques

Mtep/an	1990	2001	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Pétrole	10,3	14,1	10,3	11,8	13,2	13,8	14,4	1,3%	0,4%	0,4%
Gaz	1,9	2,1	1,9	1,9	1,6	1,3	1,3	-1,8%	-2,0%	0,0%
Charbon										
Total	12,2	16,2	12,2	13,8	14,9	15,1	15,7	0,9%	0,2%	0,4%

Tableau 13 : projections tendanciennes de demande d'énergie de l'industrie, par branches

Mtep/an	1990	2000	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
métaux-primaires	9,2	9,2	9,3	9,1	9,2	9,4	9,7	0,1%	0,2%	0,3%
<i>sidérurgie</i>	7,4	6,1	7,0	6,5	6,4	6,3	6,3			
chimie	9,5	10,6	9,4	10,8	11,7	12,6	13,6	0,9%	0,7%	0,8%
<i>ammoniac</i>			0,2	0,2	0,2	0,1	0,1			
<i>pétrochimie base</i>			4,7	5,3	5,8	5,9	5,9			
<i>chlore</i>			0,5	0,5	0,4	0,4	0,3			
non_métalliques	5,5	5,0	5,5	4,9	4,8	4,7	4,7	-0,3%	-0,1%	-0,1%
<i>ciment</i>			2,1	1,6	1,5	1,4	1,2			
iaa_textiles	5,4	6,0	5,4	6,0	6,8	8,0	9,2	1,4%	1,6%	1,4%
équipement	3,9	4,4	3,9	4,5	4,1	4,0	3,9	-0,9%	-0,3%	-0,3%
autres	4,3	4,7	4,3	5,0	6,8	9,3	10,9	3,5%	3,1%	1,6%
<i>papier-pâtes</i>			3,3	3,9	5,6	8,1	9,8			
Total	37,9	39,9	37,3	39,9	43,2	47,8	51,8	0,9%	1,0%	0,8%

gris: DATAMED, d'après CEREN (hors sidérurgie, OE)

Tableau 14 : projections tendanciennes de demande électrique de l'industrie, par branches

TWh/year	1990	2000	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
métaux-primaires	21,5	24,8	21,5	24,0	24,8	26,5	28,2	0,4%	0,6%	0,6%
<i>sidérurgie</i>	10,5	10,7	10,7	11,2	11,7	11,6	11,4			
chimie	27,8	35,4	27,8	35,2	38,2	44,4	52,2	0,9%	1,5%	1,6%
<i>ammoniac</i>			1,8	1,6	1,4	1,0	1,0			
<i>pétrochimie base</i>			9,0	9,8	11,4	11,4	11,4			
<i>chlore</i>			5,3	6,2	5,0	4,8	3,7			
non_métalliques	9,6	10,2	9,6	10,2	10,5	11,3	12,4	0,3%	0,8%	0,9%
<i>ciment</i>			2,9	2,4	2,5	2,2	1,9			
iaa_textiles	17,0	20,5	17,0	20,2	22,9	28,0	32,5	1,4%	2,0%	1,5%
équipement	19,5	26,0	19,5	26,9	25,8	27,9	30,1	-0,4%	0,8%	0,8%
autres	13,4	17,3	13,4	18,0	24,6	34,7	41,8	3,6%	3,5%	1,9%
<i>papier-pâtes</i>			9,5	12,1	18,8	28,5	35,5			
Total	108,7	134,2	108,7	134,4	146,8	172,7	197,1	1,0%	1,6%	1,3%

gris: DATAMED, d'après CEREN, sauf pour sidérurgie (OE)

Tableau 15 : projections tendanciennes de demande d'énergie de l'industrie : indicateurs

	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Budget coefficient	3,8%	2,9%	2,6%	2,5%	2,3%	-1,2%	-0,4%	-0,8%
Energy intensity (toe/M€95)	1367	1232	1127	1035	933	-1,0%	-0,8%	-1,0%

Commentaires

La reprise d'une tendance à la hausse de la demande d'énergie de l'industrie, après plusieurs décennies de baisse ou de stagnation, déjà envisagée dans les précédents exercices prospectifs, s'explique essentiellement par deux phénomènes :

- la fin de la grande période de restructuration de l'industrie lourde, laquelle a durablement masqué la hausse des consommations dans les autres secteurs de l'industrie,
- l'hypothèse d'une croissance relativement soutenue de la production industrielle en général, et d'un maintien de la sidérurgie lourde à son niveau actuel.

Pour autant, cette croissance devrait demeurer modérée en tendance, l'intensité énergétique de l'industrie poursuivant la baisse historique, à un rythme moyen de $-1\%/an$.

Les évolutions par branche appelle les commentaires suivants :

- la demande électrique des industries métalliques doit être considérée comme une demande maximale, la probabilité d'une baisse d'activité dans les non-ferreux ne pouvant être exclue ;
- la hausse importante de la consommation de la chimie, malgré la stagnation ou le déclin de la chimie de base, est la conséquence directe de la vision optimiste du potentiel de croissance d'activité retenue pour la pharmacie et la chimie fine dans le scénario ;
- même constat pour l'agro-alimentaire, pour la même raison ;
- on remarquera la forte hausse de la production de papier considérée dans le scénario, et ses conséquences sur la croissance vigoureuse de la demande d'électricité de la branche « autres ».

2.4 Les transports 2030

Définitions, désagrégation et nomenclature

- Le secteur transport, au sens de la comptabilité énergétique, comprend l'ensemble des activités de déplacement des personnes et des marchandises, quelque soit le statut de propriété du véhicule ou la fonction à laquelle il est destiné. Cette définition s'écarte fortement de la définition de la comptabilité nationale, où le secteur transport ne comprend que les entreprises dont le service de transport est l'activité principale.

- On distingue **quatre sous-ensembles** principaux dans le secteur des transports :

- le transport individuel de personnes ;
- le transport collectif terrestre de personnes ;
- le transport terrestre de marchandises ;
- le transport aérien et maritime de personnes et de marchandises.

- Le **transport individuel** de personnes obéit avant tout à une logique **d'équipement automobile** des ménages. La consommation de carburants est déterminée en premier lieu par le parc automobile, lui-même déterminé par l'aspiration des ménages à posséder (ou avoir à disposition) une ou plusieurs voitures, et non pas par un simple besoin de mobilité.

Le parc automobile est lui-même ventilé par **types de carburants** (essence, diesel, autres) et par **génération** de véhicules.

La liaison entre parc et consommation fait intervenir la **distance annuelle** moyenne de parcours des voitures, différenciée selon l'essence et le diesel, et la **consommation spécifique** des voitures.

La simulation de la **dynamique des stocks** de voiture permet de déduire l'évolution des distances moyennes annuelles et des consommations spécifiques moyennes du volume et de la structure des nouvelles immatriculations.

- Le **transport collectif terrestre de personnes** "fonctionne" sur une logique différente. Fondamentalement, le transport collectif répond à une **demande de mobilité**, plus ou moins spécifique selon les modes à laquelle la voiture individuelle ne peut pas répondre ou répond partiellement. La dimension stratégique est prédominante dans le développement de l'offre de transports collectifs et donc de son aptitude à répondre aux besoins.

Les transports collectifs terrestres sont ventilés en transports routiers et ferroviaires.

- Le **transport de marchandises** "fonctionne" selon une logique basée sur la **demande de transport**. 3 modes sont considérés : la route, le fer et la voie d'eau. Les trafics assurés par le fer et la voie d'eau sont déterminés par les stratégies de développement de ces modes ; le trafic routier est considéré comme un **trafic de bouclage**.

Le transport routier est ventilé selon trois catégories de véhicules : les véhicules légers (< 3T charge utile), les camions (jusqu'à 28 T de CU) et les maxicodes.

- Pour le transport collectif **routier** et le transport **routier** de marchandises, le lien entre trafics et consommations d'énergie fait intervenir les parcs de véhicules, leur distance annuelle de parcours et leur consommation spécifique. Le lien entre trafics et parcs est assuré par les **taux de remplissage** considérés comme déterminés par l'organisation du système de transport. Pour les autres modes (ferroviaire, air, voie d'eau), le lien entre consommation

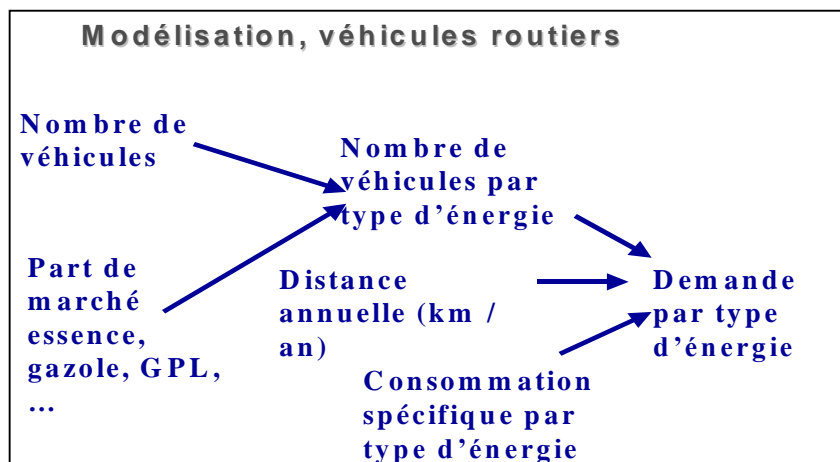
d'énergie et trafic est établi directement en terme de consommation unitaire par unité de trafic.

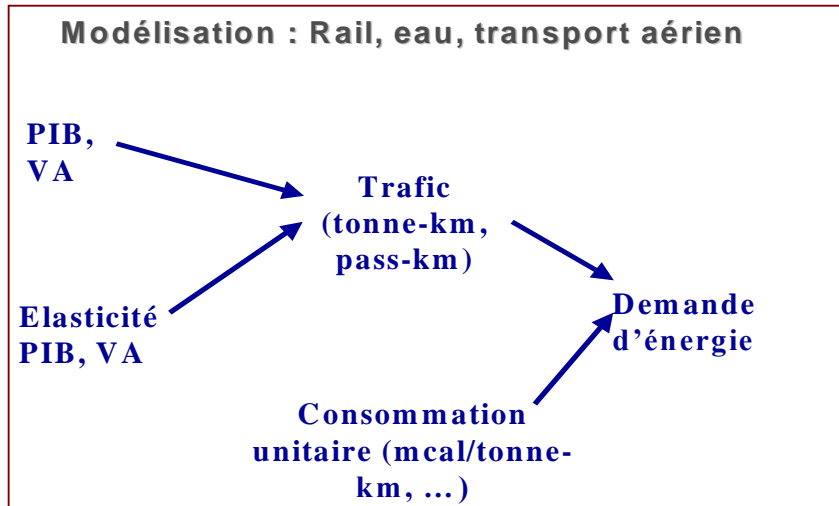
- Le tableau 1 ci-dessous rassemble les éléments structurels de Med-Pro/transports.

Tableau 16: Structure du transport

Fonction	Modes	Energies
Transport individuel	Voiture particulière	Essence Gazole GPL
	2 roues	
Transport collectif terrestre de personnes	Route	Essence Gazole GPL
	Fer	Gazole Electricité
Transport de marchandises	Route	Essence Gazole GPL
	Fer	Gazole Electricité
	Voie d'eau	Gazole
Transport maritime et aérien	Maritime, marchandises Aérien, passagers	Soutes Carburéacteurs

Principes de modélisation





Les hypothèses tendancielles

Trafics

Les hypothèses relatives aux trafics de marchandises et aux trafics collectifs terrestres de passagers sont reprises des dernières projections transmises par le Ministère de l'Équipement, du Transport et du Logement. On a fait par ailleurs l'hypothèse que le kilométrage annuel moyen des voitures saturera à 15000 km/an par voiture (chiffre généralement admis par les spécialistes); selon le METL, ce chiffre pourrait descendre à 14000 km/an du fait du vieillissement de la population et de la généralisation du multi-équipement..

Tableau 17: Hypothèses tendancielles sur l'équipement en VP et les trafics

Transports: voiture individuelle

	1990	2001	2010	2020	2030
Équip automobile: personnes/voiture (yc VUL)	2,16	1,86	1,72	1,58	1,59
Saturation équipement des ménages					
Ménage 1 personne < 60 ans					100%
Ménage 1 personne > 60 ans					70%
Ménage 2 personnes+ < 60 ans					200%
Ménage 2 personnes > 60 ans					140%
Parc voitures + utilitaires légers (hors march.)	26,9	32,7	35,5	39,8	40,4

Transports collectif de personnes

	1990	2001	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Trafic routier (Gpkm)	41	44	43	45	49	49	49	1,0%	0,0%	-0,1%
Trafic ferroviaire (Gpkm)	64	72	64	72	86	105	128	2,0%	2,0%	2,0%
Trafic aérien (Mpax)	62	99	62	99	172	273	374	6,3%	4,7%	3,2%
Pkm/personne (terrestre)			1832	1928	2151	2376	2666	1,2%	1,0%	1,2%

Gris: Source DATAMED, d'après Comptes Transports de la Nation

Transports de marchandises

Gtkm	1990	2001	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Trafic routier					293	362	447	1,0%	2,1%	2,1%
Trafic ferroviaire					58	69	82	1,7%	1,7%	1,7%
Trafic fluvial					8	9	10	1,5%	1,5%	1,5%
Trafic total					359	440	539	1,1%	2,1%	2,1%
dont route					82%	82%	83%			
Tkm/M€95								-1,3%	-0,2%	-0,1%

Gris: Source DATAMED, d'après Comptes Transports de la Nation

Tableau 20 : projections tendanciennes de demande d'énergie des transports routiers

Mtep/an	1990	2001	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Voiture particulière	24,4	28,9	24,4	29,0	30,0	29,8	29,5	0,4%	-0,1%	-0,1%
Camions	9,4	12,0	9,4	12,0	12,3	13,9	16,2	0,3%	1,3%	1,5%
Bus, taxis	0,6	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	1,1%	-0,1%	-0,3%
2 roues	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	1,3%	0,3%	0,6%
Total	34,6	41,8	34,6	41,8	43,3	44,7	46,7	0,4%	0,3%	0,4%

Gris: Source DATAMED, d'après Comptes Transports de la Nation, CPDP

Tableau 21 : projections tendanciennes de demande d'énergie des transports : indicateurs

	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
VP, VUL (Millions)*	26,9	32,7	36,5	40,9	41,5	1,2%	1,1%	0,1%
Intensité énergétique (tep/M€95)	362,0	363,8	327,8	288,3	253,6	-1,2%	-1,3%	-1,3%
Coefficient budgétaire	3,0%	3,1%	2,6%	2,1%	1,7%	-1,9%	-2,1%	-2,1%

Commentaires

La croissance tendancielle de la demande d'énergie du secteur des transports est notamment en retrait par rapport au précédent scénario tendanciel (2000), et par rapport aux évolutions historiques. Ceci tient à deux raisons :

- une révision à la baisse des projections de trafic, notamment pour les voitures individuelles,
- la pleine prise en compte des effets attendus des accords volontaires avec l'industrie automobile (140 g CO₂/vkm).

Pour autant, la forte baisse des coefficients budgétaires oblige à considérer ces projections avec prudence : il est vraisemblable en effet que, faute d'un accompagnement par la fiscalité ou la tarification de l'usage de la route, des effets-rebond se manifestent, notamment au travers des structures de gamme et les kilométrages (tant que la saturation n'est pas atteinte).

2.5 Le secteur résidentiel 2030

Définition, désagrégation et nomenclature

- Le secteur résidentiel, au sens de la comptabilité énergétique, regroupe l'ensemble des usages énergétiques privés des ménages à l'intérieur de leurs logements.
- On distingue **quatre usages principaux** dans le secteur résidentiel :
 - le chauffage des locaux ;
 - l'eau chaude sanitaire ;
 - la cuisson;
 - les usages spécifiques de l'électricité.
- La demande de **chauffage** distingue les **maisons individuelles** des **logements collectifs** d'une part, et les **chauffages centraux** des **chauffages divisés** d'autre part. De plus, Med-Pro simule les changements dans le parc de logements (logements **neufs** par rapport aux logements **existants**).
- La demande pour les **usages spécifiques de l'électricité** est désagrégée selon qu'elle relève de l'**éclairage** ou des appareils **électro-ménagers**. Les équipements électro-ménagers considérés sont les suivants:
 - réfrigérateurs
 - congélateurs
 - lave-linge
 - sèche-linge
 - lave-vaisselle
 - téléviseur
 - autres

Principes de modélisation

- La demande d'énergie est directement calculée en terme **d'énergie finale** pour la **cuisson** et pour les **usages spécifiques de l'électricité** en multipliant le nombre de **ménages équipés** par une consommation unitaire moyenne par ménage.
- Pour le **chauffage et l'ECS**, la demande d'énergie est calculée par type d'énergie en termes **d'énergie utile relative**, sur la base d'un besoin unitaire moyen par logement et d'un nombre de logements utilisant chaque type d'énergie; elle est ensuite exprimée en termes **d'énergie finale** en divisant l'énergie utile par le **rendement** de chaque type d'énergie.

Cuisson

Les demandes d'électricité, de gaz et de GPL sont calculées par le modèle à partir de la consommation totale des ménages et de la part de la cuisson effectuée avec chaque énergie. La consommation totale est calculée en multipliant la consommation unitaire par le nombre de ménages.

Eau chaude sanitaire

- Le modèle calcule d'abord les besoins d'énergie utile, à partir de la population et d'une extrapolation de l'évolution historique du besoin unitaire journalier d'eau chaude par personne.
- L'énergie utile est ensuite distribuée selon les principales énergies à partir d'hypothèses sur la pénétration de l'électricité, du gaz, du GPL et des chauffe-eau solaires.
- La demande de produits énergétiques est enfin calculée en appliquant les rendements appropriés pour chaque énergie.

Les usages spécifiques de l'électricité

La consommation d'électricité par type d'équipement est calculée sur la base des taux d'équipements électroménagers des ménages et de la consommation unitaire par ménage équipé.

Chauffage

- Le modèle calcule d'abord les besoins unitaires **d'énergie utile** par type de logement, à partir d'hypothèses sur l'évolution des besoins unitaires par type de logement et année de construction. Ces hypothèses tiennent compte des réglementations thermiques en vigueur, des opérations de rénovation et d'isolation des logements anciens et de l'évolution des comportements (effets revenu et effets prix).
- Par ailleurs, le modèle simule l'évolution structurelle du **parc de logements**, prenant en compte les retraits du parc de **logements anciens**, la construction **neuve** ventilée selon l'individuel et le collectif et selon les modes de chauffages et les **premiers équipements** en chauffage central des logements anciens.
- Les parts de marché du gaz et du chauffage urbain sont liées aux hypothèses sur l'évolution des taux de raccordements. Les pénétrations des autres énergies font l'objet d'hypothèses spécifiques.
- Sur cette base, le modèle calcule les besoins totaux d'énergie utile correspondant aux différentes catégories de logements et les demandes d'énergie finale, en prenant en compte les **rendements des différentes énergies**.

Les hypothèses tendanciennes

Logements et ménages

Les hypothèses démographiques reprennent les nouvelles projections centrales de l'INSEE, en population totale et en nombre de ménages.

Tableau 22 : Hypothèses tendanciennes sur le parc de résidences principales

Logements	1980	1985	1990	1995	2000	2001	Tendancier 2004		
							2010	2020	2030
Parc de logements (res. princ.)	19,2	20,3	21,4	22,7	24,2	24,6	26,3	28,8	29,5
Construction de logements (res. princ.)	364	331	309	288	310	323	270	270	270
%MII dans const. Neuve	68%	70%	65%	54%	69%	70%	60%	60%	60%

Historique: Source DATAMED

Chauffage

Les hypothèses concernant l'isolation des **logements neufs** supposent la mise en œuvre et le strict respect des réglementations thermiques RT2000 et RT2005.

Les hypothèses concernant la baisse des besoins unitaires de chauffage dans les **logements existants** supposent une amélioration progressive de l'isolation des logements construits avant 1975 lors des seules opérations de rénovation profonde.

Les hypothèses concernant l'évolution des **comportements de chauffage** supposent une remontée tendancielle des températures intérieures de chauffage et des niveaux de confort, permise par la faiblesse relative des prix des énergies et la hausse des revenus.

Electricité spécifique

Les hypothèses tendancielle retenues pour les consommations unitaires par logement pour les principaux équipements électro-ménagers s'appuient sur les éléments fournis par EDF. Elles supposent en outre un développement de la climatisation à hauteur de 30% du parc de logements en 2030.

Tableau 23 : hypothèses tendancielle sur les besoins unitaires d'énergie des ménages

	1990	2001	Tendanciel 2004		
			2010	2020	2030
ECS, par personne	1	1,23	1,42	1,60	1,80
réfrigérateurs, par logement	1	0,74	0,71	0,68	0,65
congelateurs, par logement	1	0,97	0,95	0,93	0,91
lave linge, par logement	1	0,74	0,74	0,74	0,74
sèche-linge, par logement	1	0,90	0,97	1,05	1,13
lave vaisselle, par logement	1	0,86	0,87	0,87	0,88
téléviseurs, par logement	1	1,95	2,26	2,59	2,93
autres usages élec, par logement	1	5,6	7,6	9,8	12,0
chauffage central, par appartement <75	1	1,02	1,01	1,01	1,02
chauffage central, par maison <75	1	1,02	0,99	0,97	0,95
chauffage central, par appartement >90	0,61	0,61	0,58	0,56	0,53
chauffage central, par maison >90	0,61	0,61	0,58	0,56	0,53

Les projections tendancielle de demande d'énergie du résidentiel

Tableau 24 : projections tendancielle de demande d'énergie du résidentiel, par énergies

Mtep/an	1990	2001	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Ficoul	9,8	9,6	9,8	9,1	8,6	6,9	3,0	-0,6%	-2,1%	-8,1%
Gaz	10,0	14,3	10,0	14,5	16,9	18,8	19,4	1,8%	1,1%	0,3%
Charbon	1,2	0,5	1,2	1,1	1,0	1,2	1,7	-0,4%	1,8%	3,7%
.....	1,6	1,8	1,6	1,7	1,6	1,6	1,5	-0,3%	-0,5%	-0,8%
.....	8,6	11,4	8,7	11,3	14,3	17,6	19,7	2,6%	2,1%	1,2%
Autres	11,2	10,6	11,4	10,4	10,0	10,5	12,6	-0,5%	0,5%	1,9%
Total	42,4	48,2	42,6	48,0	52,4	56,6	57,9	1,0%	0,8%	0,2%

gris: DATAVED, d'après CEREN

Tableau 25 : projections tendanciennes de demande d'énergie du résidentiel, par usages

Mtep/an	1990	2001	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Chauffage	33,1	36,0	33,2	36,1	37,7	39,0	37,9	0,5%	0,4%	-0,3%
Eau chaude	3,7	4,6	3,9	4,8	5,5	6,2	7,1	1,6%	1,1%	1,4%
Cuisson	2,1	2,7	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	0,4%	0,3%	0,2%
.....	3,4	4,9	3,5	4,9	6,4	8,0	9,1	3,0%	2,3%	1,2%
Total	42,4	48,2	42,6	48,0	51,9	55,6	56,4	0,9%	0,7%	0,2%

Commentaires

La demande d'énergie du résidentiel devrait continuer à croître, mais à un rythme de plus en plus faible, jusqu'à quasiment stagner en fin de période. Ceci est la résultante de deux phénomènes contraires :

- un ralentissement sensible, puis une baisse de la demande d'énergie pour le chauffage
- une poursuite de la croissance de la demande pour l'eau chaude sanitaire et les usages spécifiques de l'électricité.

Sur les 15 Mtep d'accroissement de la demande d'énergie envisagé entre 2000 et 2030, 11 Mtep sont à mettre au compte de l'électricité.

Ce ralentissement progressif de la demande d'énergie du résidentiel s'accompagne d'une baisse significative du coefficient budgétaire, ce qui pose à nouveau la question des effets-rebond à redouter en l'absence de dispositifs d'accompagnement par la fiscalité et le contrôle appropriés. On rappelle à ce propos que le taux de respect des précédentes réglementations thermiques atteignait difficilement 50% dans l'habitat individuel.

Par ailleurs, on ne peut exclure une sous-estimation de la croissance potentielle de la demande d'électricité spécifique du résidentiel dans ces résultats, du fait de la grande difficulté d'une appréciation pertinente de la contribution des NTIC à cette demande dans les décennies à venir.

2.6 Le secteur tertiaire 2030

Définition, désagrégation et nomenclature

- Au sens de la comptabilité énergétique, le secteur tertiaire comprend l'ensemble des activités économiques qui n'entrent pas dans le champs de l'industrie, du BTP et de l'agriculture et qui ne donnent pas lieu à des consommations de transport.
- On distingue, **quatre sous-ensembles** du secteur tertiaire :
 - les bureaux et administrations
 - les établissements de commerce, les cafés, hôtels et restaurants ;
 - les établissements de santé ;
 - le reste.
- La demande d'énergie est ventilée en **2 usages principaux** :
 - les usages thermiques
 - les usages spécifiques de l'électricité

A cela s'ajoutent **l'éclairage public** et la **distribution d'eau**.

Principes de modélisation

- Le modèle calcule en premier lieu l'emploi par sous-secteur, sur la base d'hypothèses sur la croissance de la valeur ajoutée et de la productivité de l'emploi (extrapolation à 2030 des projections DIVA de 1997 pour 2015).
- Pour le **usages thermiques**, la demande d'énergie est calculée d'abord en termes d'**énergie utile relative**, sur la base d'hypothèses relatives à l'évolution des besoins unitaires moyens par emploi, par sous-secteur. Ces hypothèses prennent en compte la mise en application stricte des RT2000 et RT2005.
Elle est exprimée ensuite en termes **d'énergie finale** en allouant les besoins « utiles » par formes d'énergie et en la divisant par le **rendement** de chaque type d'énergie.
- Pour les **usages spécifiques de l'électricité**, la demande d'énergie finale est calculée directement comme le produit d'une **consommation unitaire par emploi** par le nombre d'emploi. Les besoins unitaires par emploi **d'électricité spécifique** évoluent en fonction d'une élasticité à la valeur ajoutée par emploi et d'hypothèses spécifiques sur les gains d'efficacité énergétique (contribution d'EDF).

Les hypothèses tendanciennes

Hypothèses de croissance

Les hypothèses tendanciennes de croissance des sous-secteurs du tertiaire sont une déclinaison du scénario macro-économique (valeur ajoutée du tertiaire) fondée sur les évolutions historiques des poids des sous-secteurs dans l'ensemble du tertiaire. Les hypothèses de productivité de l'emploi sont extrapolées des projections de DIVA de 1997.

Tableau 26 : hypothèses tendanciennes de croissance de l'emploi du secteur tertiaire

	1990	2001	2010	2020	2030
Emploi total (millions)	15,2	17,9	18,6	19,8	21,4
bureau et administrations	18%	17%	17%	16%	15%
commerce, CA.HO.RE	25%	29%	28%	27%	26%
santé	10%	11%	12%	13%	14%
autres	47%	60%	60%	60%	60%

Consommations unitaires

- Les hypothèses relatives à l'évolution des besoins unitaires moyens par emploi, par sous-secteur prennent en compte la mise en application stricte des RT2000 et RT2005. Elles supposent en outre que rien ne change par rapport à 2000 pour les bâtiments existants à cette date.
- Historiquement, on constate une liaison forte entre le niveau de productivité de l'emploi et l'utilisation de l'électricité par emploi dans le secteur tertiaire, en France comme dans la plupart des pays industriels. On retient comme hypothèse tendancielle la poursuite du lien historique entre productivité de l'emploi et consommation d'électricité spécifique par emploi, et un trend d'efficacité énergétique de l'ordre de 0,5% par an.

Tableau 27 : hypothèses tendanciennes d'efficacité énergétique du secteur tertiaire

	1990	2001	2010	2020	2030
Usages thermiques					
bureau et administrations	1	1,04	1,04	1,06	1,07
commerce, CA.HO.RE	1	1,01	1,01	1,02	1,02
santé	1	1,00	0,99	0,97	0,96
autres	1	0,93	0,92	0,90	0,89
<i>Rappel moyenne tend. 2000</i>			1,15	1,28	
Usages électriques					
bureau et administrations	1	1,49	1,66	1,83	2,00
commerce, CA.HO.RE	1	1,29	1,42	1,53	1,64
santé	1	1,33	1,46	1,57	1,69
autres	1	1,05	1,19	1,35	1,51
<i>Rappel moyenne tend. 2000</i>			1,37	1,49	

*Les projections tendanciennes de demande d'énergie du secteur tertiaire***Tableau 28 : projections tendanciennes de demande d'énergie du tertiaire, par énergies**

Mtep/an	1990	2000	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Fioul	5,4	5,0	5,4	4,7	3,8	2,9	1,9	-2,1%	-2,7%	-4,0%
Gaz	4,7	6,7	4,7	6,9	8,2	9,9	12,1	1,9%	1,9%	2,1%
Charbon	0,3	0,2	1,3	1,5	1,1	1,1	1,0	-3,6%	0,0%	-0,6%
Electricité	6,9	8,9	7,1	9,1	10,0	11,5	13,1	1,1%	1,4%	1,3%
Autres	0,9	1,3	0,0	0,0	0,4	0,3	0,3		-3,4%	-0,8%
Total	18,2	22,1	18,5	22,2	23,5	25,7	28,4	0,7%	0,9%	1,0%

gris : DATAMED, d'après CEREN (hors électricité)

Tableau 29 : projections tendanciennes de demande d'énergie du tertiaire : indicateurs

	1990	2001	2010	2020	2030	2010-2001	2020-2010	2030-2020
Coefficient budgétaire	4,3%	3,8%	3,1%	2,5%	2,2%	-2,2%	-2,0%	-1,6%
Intensité énergétique (tep/M€95)	229	220	188	160	140	-1,8%	-1,6%	-1,4%
Energie/emploi (tep)	1,22	1,21	1,23	1,25	1,28	0,2%	0,1%	0,2%
Electricité/emploi (kWh)	5423	5744	6093	6503	6814	0,7%	0,7%	0,5%

Commentaires

Avec une croissance faible de l'énergie par emploi, la demande totale d'énergie du secteur tertiaire ne devrait connaître globalement qu'une hausse modérée, de l'ordre de 1%/an. Cette hausse recouvre en fait une hausse plus rapide des usages électriques, et plus faibles des usages thermiques : sur les 6,3 Mtep/an d'accroissement de la demande entre 2000 et 2030, 4 Mtep, soit les deux tiers, sont à mettre au compte de l'électricité.

2.7 L'extrapolation à 2050 du scénario tendanciel

L'extrapolation à 2050 du scénario tendanciel 2030 est une étape intermédiaire obligatoire dans le processus d'élaboration du scénario « facteur 4 » avec le modèle POLES ; elle a été entreprise avec ce modèle sur la base des éléments structurels utilisés à 2030 (paramétrage du modèle, structure du modèle) et d'un prolongement à 2050 des grandes hypothèses socio-économiques, que l'on passe en revue ci-après.

Il convient toutefois de ne pas se méprendre sur le sens d'un tel exercice. A un horizon de 50 ans, la notion même de tendanciel, au sens de l'extrapolation des dynamiques en cours, est contestable. Quelles sont les évolutions technologiques, économiques, comportementales, en germe dans la réalité d'aujourd'hui et qui façonneront le monde de 2050, mais que nous ignorons aujourd'hui?

Contestable par essence comme représentation pertinente du futur, le tendanciel à 2050 n'a pas d'utilité en tant que tel, même comme élément de repérage. Le raisonnement qui consiste à dire « si l'on ne fait rien, on va là » ne peut qu'amener à des décisions erronées.

L'élaboration d'un tel scénario tendanciel 2050 avec POLES ne vise en fait rien d'autre que de préparer une base de calcul cohérente, notamment du point de vue du contexte socio-économique, pour l'étude du « facteur 4 ». Les projections relatives à ce scénario ne sont présentées qu'à titre d'étape intermédiaire de calcul, nécessaire à l'interprétation et à la compréhension des résultats du scénario « facteur 4 » présentés plus loin.

PIB

L'hypothèse de croissance du PIB de 2,3%/an est prolongée jusqu'à 2050.

La déclinaison de cette croissance par grands secteurs est identique au scénario tendanciel jusqu'en 2030, mais se modifie légèrement ensuite : la croissance industrielle baisse de moitié, et la croissance du tertiaire augment d'autant. La productivité du tertiaire est supposée croître de façon à rendre compatible les projections de population active et de valeur ajoutée.

Démographie

Les projections démographiques sont les projections centrales de l'INSEE à 2050.

Prix des Energies

Il n'y a pas d'hypothèse particulière sur les prix des énergies primaires au-delà de 2030, ceux-ci étant produits par le modèle POLES de façon cohérente avec le respect des grands équilibres sectoriels et géographiques.

Résultats globaux

Consommation Finale (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont:	167	185	230	222	1.1%	1.1%	-0.2%
Pétrole	88	95	115	110	0.8%	1.0%	-0.2%
Gaz	33	38	50	34	1.4%	1.4%	-1.9%
Charbon	4	6	7	7	4.9%	0.5%	0.1%
Electricité	32	36	47	59	1.5%	1.3%	1.1%
Ren & Ch	9	10	11	12	0.2%	0.5%	0.6%
<i>MDE (Résidentiel - Tertiaire)</i>	<i>na</i>	<i>1</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>ns</i>	<i>4.1%</i>	<i>2.1%</i>
Industrie, dont (usages énergétiques):	50	55	75	69	1.3%	1.5%	-0.4%
Pétrole	7	6	7	8	-1.5%	1.1%	0.5%
Gaz	11	13	19	14	1.4%	2.0%	-1.6%
Charbon	4	6	6	7	5.6%	0.3%	0.4%
Electricité	11	12	15	17	1.2%	1.2%	0.4%
Ren & Ch	0	0	0	0	-6.7%	-6.7%	-6.7%
Transport, dont :	49	57	74	76	1.6%	1.3%	0.2%
Pétrole	48	55	71	71	1.4%	1.3%	0.0%
Gaz	0	0	0	0	-10.4%	-7.0%	87.8%
Charbon	0	0	0	0	0.0%	0.0%	0.0%
Electricité	1	2	3	6	7.5%	1.5%	3.8%
Biocarburants	0	0	0	0	28.5%	0.7%	0.9%
Hydrogène	0	0	0	3	11.3%	22.5%	39.3%
Rés - Tertiaire - Agri, dont :	68	73	82	76	0.7%	0.6%	-0.4%
Pétrole	19	17	13	9	-1.0%	-1.3%	-1.9%
Gaz	20	23	29	18	1.8%	1.0%	-2.2%
Charbon	1	1	1	1	-0.7%	2.4%	-2.1%
Electricité	20	22	29	37	1.2%	1.3%	1.2%
Ren & Ch	9	9	11	12	0.4%	0.5%	0.6%
<i>MDE</i>	<i>na</i>	<i>1</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>ns</i>	<i>4.1%</i>	<i>2.1%</i>

Consommation Primaire (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont :	259	273	323	344	0.6%	0.8%	0.3%
Pétrole	94	101	125	125	0.8%	1.1%	0.0%
Gaz	37	38	69	48	0.4%	3.0%	-1.8%
Charbon	12	9	9	14	-3.3%	-0.3%	2.6%
Nucléaire	100	109	99	126	1.0%	-0.5%	1.2%
Renouvelables	16	16	21	31	0.2%	1.4%	2.0%
MDE (Résidentiel - tertiaire)	<i>na</i>	1	3	4	<i>ns</i>	4.1%	2.1%

2.8 L'environnement international

Les projections du modèle POLES pour l'Union Européenne et le reste du monde pour le scénario de référence à 2030 et 2050 sont présentées plus loin, de façon comparative avec les projections du scénario souhaitable, ainsi qu'en annexes 1 et 2.

3 Le scénario souhaitable « facteur 4 »

Avertissement

L'univers énergétique correspondant au scénario souhaitable, où les émissions de CO₂-énergie des pays industrialisés sont réduites d'un facteur 4 par rapport à 1990, est nécessairement profondément différent de l'univers énergétique dans lequel nous vivons aujourd'hui, tant par les technologies, que par les comportements et les fondamentaux économiques. *Pour passer de l'univers actuel à cet univers souhaitable, nombre de ruptures devront se produire par rapport aux tendances historiques observées depuis 50 ans.*

Un modèle d'équilibre partiel comme POLES se réfère nécessairement à la réalité historique connue, dont il tente de donner une représentation synthétique aussi fidèle que possible, tant pour ce qui est de l'organisation et des structures du système énergétique en place, que pour sa dynamique historique. Recourir à un tel modèle pour décrire les univers possibles du « facteur 4 » et les trajectoires susceptibles d'y mener suppose de le faire évoluer dans deux directions majeures :

- capacité à décrire une organisation et des structures de systèmes énergétiques non encore connus, mais susceptibles de répondre aux exigences du « facteur 4 »
- capacité à prendre en compte des relations dynamiques nouvelles, en rupture par rapport aux relations historiques, et ne pouvant donc pas être « renseignées » à partir de ces dernières.

Une telle évolution du modèle POLES a été initiée au cours de cette étude, mais l'état final du modèle reste encore éloigné de ce qu'exigerait une investigation exhaustive et politiquement pertinente des exigences du « facteur 4 ». Cette limite forte de l'exercice en cours oblige à une grande prudence dans l'interprétation des résultats et en particulier du sens à attribuer :

- à la valeur du carbone calculée par le modèle
- à l'équilibre offre-demande du scénario « facteur 4 » produit par le modèle.

La valeur du carbone calculée par POLES dans le scénario facteur 4 ne doit en aucune façon être confondue avec ce que serait le prix du carbone sur un hypothétique marché du carbone qui existerait en 2050 dans un tel contexte. C'est une valeur « duale » de la contrainte imposée au modèle (réduction par 4 des émissions de CO₂-énergie) dans un contexte de connaissance très imparfaite (notamment des technologies qui seront disponibles et des prix et coûts à 50 ans). Cette valeur traduit autant la contrainte que les lacunes de connaissance. Elle est susceptible d'évoluer fortement avec les progrès de la connaissance sur les changements structurels dans l'économie, les technologies ou les comportements et avec leur intégration dans la représentation du modèle.

L'équilibre offre-demande produit par POLES dans le scénario « facteur 4 » est fortement marqué par la valeur du carbone calculée dans ce scénario, par la connaissance que l'on a des coûts des technologies en compétition et par l'organisation du système énergétique en place. Cet ensemble de facteurs conduit, dans cet état des connaissances, à orienter les structures énergétiques vers l'électricité au niveau final, et vers le nucléaire au niveau primaire, et ce d'autant plus vite et plus fort que la contrainte carbone est importante et qu'elle se traduit dans le modèle par des valeurs du carbone élevées. Il est probable qu'une autre représentation de l'organisation du système énergétique (par exemple un système électrique avec une forte composante de production distribuée), ou la prise en compte de filières différentes (par exemple production d'hydrogène à partir des énergies renouvelables intermittentes et

utilisation de l'hydrogène dans les usages à forte valeur et fort rendement), ou encore des ruptures technologiques majeures (stockage de l'électricité, supra-conduction, photovoltaïque) conduisant à des baisses de coûts drastiques, aboutiraient à un équilibre offre-demande profondément différent.

Pour toutes les raisons évoquées ci-dessus, il convient donc de considérer les résultats présentés ci-après comme la première étape d'un processus plus complet devant conduire à l'élaboration d'un véritable plan stratégique pour des scénarios « facteur 4 ». Il s'agit bien de l'expression d'un scénario facteur 4 possible, mais pas nécessairement ni du plus souhaitable, ni du plus économique ni du plus probable. L'intérêt de l'exercice réside dans sa vertu pédagogique et dans sa capacité heuristique, plus que dans ses résultats chiffrés.

3.1 Les orientations générales du scénario souhaitable

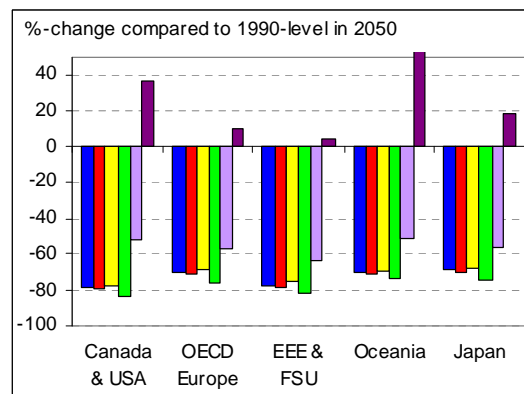
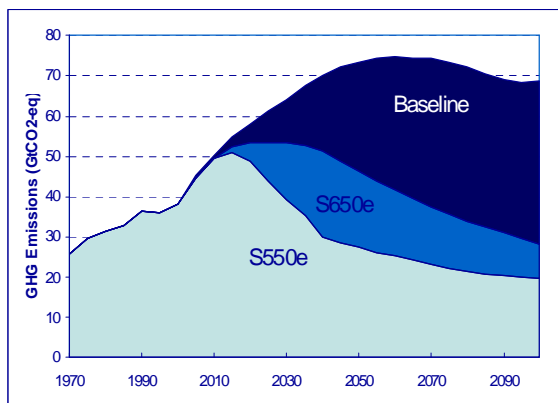
La « commande » de la DGEMP

La « commande » de la DGEMP s'inscrit dans le cadre des orientations générales fixées par le Chef de l'Etat et relayées par le Premier Ministre, à savoir réduire par quatre les émissions de gaz à effet de serre en France par rapport au niveau de 1990 à l'horizon 2050.

Les éléments de définition d'un scénario souhaitable

L'objectif de réduire par quatre les émissions de gaz à effet de serre dans les pays industrialisés s'inscrit dans une double logique :

- stabiliser les concentrations de GES dans l'atmosphère à 550 ppm vers la fin du siècle
- répartir l'effort nécessaire pour parvenir à cette stabilisation entre tous les pays du monde sans grever pour autant les potentialités de développement des pays aujourd'hui les moins développés.



Le cadre général du « facteur 4 » ainsi posé, deux remarques s'imposent:

- une concentration de 550ppm de GES correspond à une concentration de 450 ppm pour le seul CO₂
- compte tenu du (relativement) faible niveau d'émissions de CO₂ de la France en 1990 (grâce au nucléaire), l'équivalent pour la France du « facteur 4 » des pays industriels est en réalité une division par trois seulement des émissions.

La définition d'un scénario souhaitable pour la France n'a de sens que si elle est replacée dans un environnement international obéissant lui-même aux exigences du « facteur 4 » :

- la valeur du carbone attachée à la contrainte globale prend nécessairement en compte les coûts de réduction des émissions de carbone partout dans le monde, et interagit avec les niveaux de demande pour toutes les régions du monde, et donc avec les conditions d'équilibre des marchés énergétiques mondiaux qui s'imposent à la France;
- l'émergence et la dissémination des technologies d'offre et de demande compatibles avec le « facteur 4 » auront nécessairement une dimension transnationale et ne seront pas nécessairement déterminées par les conditions économiques et industrielles prévalant en France..

De nombreux scénarios « souhaitables », compatibles avec le facteur 4 sont envisageables, comme l'ont clairement montré les travaux de P. Radanne et de H. Prévot. Pour autant, le cadre limité de cette étude ne permet pas une investigation approfondie de tous ces « possibles ». L'accent a donc été mis plutôt sur les éléments de discussion relatifs aux différentes hypothèses majeures retenues pour le « souhaitable », que sur les différentes combinaisons d'hypothèses pouvant conduire à des scénarios alternatifs. Ces éléments de discussion concernent tout particulièrement :

- les conditions d'émergence et de développement des technologies alternatives nécessaires
- les inflexions de comportement et les modalités de leur prise en compte
- la valeur du carbone et ses incidences sur les grands équilibres.

A des fins didactiques, un scénario « Facteur 4 » a néanmoins été quantifié de façon exhaustive avec le modèle POLES : il s'agit d'un scénario parmi d'autres, pas nécessairement le plus souhaitable, et qui ne donne à ce stade pas encore des indications précises susceptibles de fonder des arbitrages dans les décisions de politique publique.

La méthode de construction d'un scénario souhaitable

Demande finale, France

La réflexion sur les orientations de la demande finale compatibles avec le « facteur 4 » a été menée avec les lignes directrices suivantes :

- **on ne considère pas les rétroactions du facteur4 sur l'économie**
- **on exploite au maximum les potentiels techniques d'efficacité énergétique tels qu'ils sont connus aujourd'hui**
- **on recourt en priorité aux énergies non émettrices de CO2 (solaire, biomasse et déchets directs ou via la production de chaleur), et on évince les usages directs des fossiles hors gaz;**
- **le gaz poursuit sa pénétration, mais incorpore des quantités croissantes de biogaz et H2**

Le cadre socio-économique est donné par l'extrapolation à 2050 des projections socio-économiques du scénario tendanciel, en partie fondées sur les projections centrales de VLEEM pour la France, en particulier dans le domaine des transports et de l'emploi.

Il n'y a pas à proprement parler de contrainte de division par quatre des émissions de CO₂ au niveau du consommateur final, puisque les émissions du secteur énergétique lui-même, qui peuvent devenir considérables, ne sont pas prises en compte à ce niveau. De ce fait, la démarche retenue pour la demande finale reste largement de type exploratoire, même si elle vise à privilégier de façon systématique, sans considération de coût, toutes les solutions techniques minimisant les émissions directes de CO₂.

Bilan énergétique global, France

Les bilans énergétiques globaux ont été construits avec le modèle POLES, de façon que la contrainte « facteur 4 » pour l'ensemble des pays industriels soit respectée. Comme on le verra par la suite, cette contrainte des pays industriels se traduit en fin de compte par une contrainte plus faible (facteur 3) pour la France, ce qui s'explique par la faible intensité en CO₂ initiale de l'économie française.

Le modèle POLES traite l'ensemble du système énergétique de façon globale, et établit les équilibres à partir de l'égalisation des coûts marginaux. Dans le scénario Facteur 4, on suppose qu'une pénalité carbone identique est introduite pour toutes les activités émettrices, que ce soit au niveau de la consommation finale ou des transformations d'énergie. Le processus de résolution du modèle recherche alors la valeur qui assure le respect de l'objectif. Par construction, les arbitrages entre réduction des consommations, diffusion des technologies basses émissions et changement dans le « bouquet technologique » se font dans un contexte d'égalisation des coûts marginaux pour toutes ces diverses options et le modèle décrit les transformations résultantes pour l'ensemble du système énergétique

Il n'y a pas alors de raison a-priori que les bilans globaux calculés en fonction de la contrainte sur le carbone recoupe strictement les projections de demande finale établies par MEDEE dans l'optique « bottom-up », indépendamment des coûts.

L'analyse des différences ainsi constatées est riche en enseignements :

- sur les conditions de dissémination des technologies alternatives et les processus de basculement qu'elles peuvent engendrer
- sur l'interaction entre la valeur du carbone, le prix des énergies, les technologies alternatives et les comportements.

C'est en partie sur les réponses apportées aux questions ainsi soulevées que devraient être construits les différents scénarios « souhaitables ».

Environnement international

L'environnement énergétique international (consommations finales et primaires des grands pays et zones du monde, échanges internationaux, prix des énergies, valeur du carbone, etc...) a été établi avec POLES en supposant une généralisation des technologies alternatives à l'ensemble du monde industriel d'abord, à l'ensemble du monde ensuite. Il est basé sur un ensemble d'hypothèses cohérentes avec celles construites pour l'horizon 2030, dont il constitue en quelque sorte l'extension. La différence majeure avec la projection 2030 est évidemment introduite par la contrainte d'émission.

- à l'horizon 2050, le ralentissement de la croissance de la population mondiale se poursuit et cette croissance n'est plus, en rythme annuel moyen, que de 0,4 %/an entre 2040 et 2050 ; à cette date la population mondiale s'élève à 8,9 milliards d'habitants ;
- les hypothèses de croissance économique sont extrapolées de l'étude du CEPII, toujours sur la base d'une hypothèse de « convergence conditionnelle » des taux de croissance du PIB par habitant ; ce taux de croissance du PIB par tête diminue à mesure du développement de chaque région et en conséquence la croissance mondiale ralentit également progressivement, lorsque de grandes régions en développement, aujourd'hui émergentes atteignent un certain niveau de maturité ; le résultat est une croissance mondiale moyenne de 1,9 %/an entre 2000 et 2050 ;
- les hypothèses de ressources pétrolières et gazières sont identiques à celles de la projection de référence 2030. Dans une première projection 2050, **conçue sans contrainte d'émission**, les mécanismes endogènes au modèle – de prix et de découverte des réserves – conduisent à un changement de cours dans la dynamique pétrolière, avec l'apparition d'un pic pétrolier (peak-oil) aux alentours de 2040 pour le pétrole « conventionnel » ; ce pic résulte de la conjonction du freinage de la demande (effets de saturation à très long terme et surtout effet-prix) et de la montée en puissance des hydrocarbures non conventionnels (essentiellement huiles ultra-lourdes, sables asphaltiques et liquides ex-charbon).
- la projection mondiale 2050 **assortie d'une contrainte d'émission** correspondant au Facteur 4 donne lieu à une toute autre dynamique pétrolière mondiale : la consommation de pétrole, bien que relativement moins affectée que celle de charbon, est significativement réduite . Du fait de cette baisse , le pétrole redevient abondant et son prix évolue sur la période de projection dans une plage comprise entre 20 et 30 \$/bl (la problématique du peak-oil a disparu).

La projection internationale Facteur 4 offre donc l'image d'une **véritable bifurcation**, conduisant le système énergétique mondial à passer d'une trajectoire dominée par le phénomène du peak oil – lorsqu'il n'y a pas de contrainte carbone – à une trajectoire où les énergies fossiles, dont le pétrole, sont largement exclues du bilan et voient leur prix s'établir à un niveau comparativement faible, du fait même de cette exclusion.

3.2 Le cadrage d'un scénario souhaitable et les projections « bottom-up » de demande pour la France

Cadrage socio-économique

Les hypothèses de cadrage socio-économiques sont les mêmes que celles retenues pour l'extrapolation du scénario tendanciel à 2050.

Prix des Energies

Il n'y a pas d'hypothèse particulière sur les prix des énergies primaires, ceux-ci étant produits par le modèle POLES de façon cohérente avec le respect de la contrainte sur le carbone.

Projections globales de demande finale énergétique

Les projections ci-dessous constituent un exemple possible d'évolution maîtrisée de la demande d'énergie compatible avec le « facteur 4 ».

Tableau 30: Projections de demande finale par énergies

Consommation finale énergétique					
Mtep	1990	2001	2010	2030	2050
Pétrole	71	76	77	71	46
Gaz	23	32	38	39	26
Charbon	10	7	7	4	3
Electricité	27	34	37	51	56
Autres	11	11	13	29	56
dont biogaz			0	2	6
dont biofuels			1	3	2
dont H ²			0	3	13
Total	143	160	172	196	186

Tableau 31: Projections de demande finale par secteurs

Consommation finale énergétique					
Mtep	1990	2001	2010	2030	2050
Industrie	39	38	38	50	44
Résidentiel	41	48	50	51	44
Tertiaire	18	21	23	26	26
Transports	42	50	55	66	70
Autres	3	3	4	4	4
Total	143	160	171	196	186

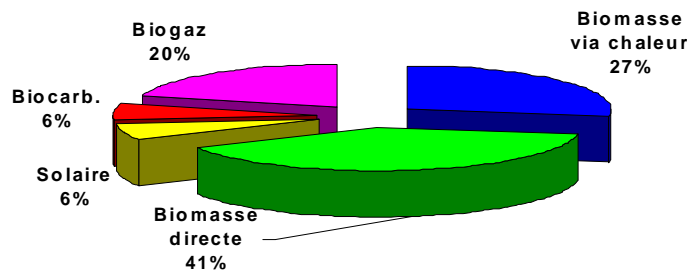
Dans l'esprit du « facteur 4 », on peut envisager que la croissance de la demande d'énergie s'infléchisse progressivement jusqu'aux alentours de 2030 et s'inverse ensuite, et ce malgré une poursuite de la croissance économique de plus de 2%/an. Le niveau de demande finale en 2050 pourrait ainsi revenir au niveau 2020 grâce à la généralisation de certaines technologies très basses consommatrices d'énergie, notamment dans les bâtiments et les transports

Cette évolution s'accompagnerait d'une diminution forte de l'intensité énergétique finale, voisine de 2%/an sur les cinquante prochaines années. Il s'agit là d'un rythme que l'on a connu pendant quelques années après le second choc pétrolier, mais dont on a aucune expérience historique sur une durée aussi longue.

Les énergies nouvelles et renouvelables, non émettrices de CO₂, pourraient contribuer, en utilisation directe, pour 15% de l'énergie finale consommée en 2050, l'essentiel relevant de la biomasse sous différentes formes, malgré un rôle mineur dévolu aux biocarburants (une hypothèse parmi d'autres).

Les ENR dans le scénario facteur 4, usages finals: les grandes masses

	1990	2001	2010	2020	2030	2050
Total ENR+chaleur (Mtep)	11,2	11,7	11,0	17,7	23,6	27,4
% énergie finale	8%	7%	7%	10%	12%	15%



Ces projections, très volontaristes, appellent quelques remarques de fond :

- L'hypothèse d'un maintien à 2,3%/an de la croissance du PIB peut apparaître contradictoire avec l'hypothèse démographique retenue, sauf à admettre des gains de productivité de l'emploi sans commune mesure à ceux connus historiquement dans le secteur tertiaire; plus d'emploi signifierait nécessairement plus de population et donc plus d'énergie.
- Les technologies d'utilisation de l'énergie considérées dans cette projection restent pour une bonne part l'objet de fortes spéculations : qu'il s'agisse de l'hydrogène distribué en réseau, des piles à combustibles, ou des bâtiments à très basse énergie, tant les performances en conditions réelles d'utilisation, que la faisabilité technique et industrielle à grande échelle, que les coûts en cas de grande diffusion, ne font pas l'objet de consensus entre les experts.
- Pour certaines, les technologies alternatives considérées dans cette projection supposent un changement profond de paradigme technologique, qui va bien au-delà de la simple substitution d'une technologie par une autre toutes choses égales par ailleurs : les modes de vie, les modes de production, l'organisation spatiale de la vie économique et sociale, les représentations et les préférences, ... en seront inéluctablement bouleversés, sans que l'on sache aujourd'hui mesurer, même approximativement, dans quelle direction, ni avec quelle ampleur.
- La biomasse étant susceptible d'être aussi mobilisée pour la production d'électricité et d'hydrogène, il conviendra d'établir in-fine un bilan global de la biomasse et de considérer sa faisabilité au regard de l'usage des sols, en particulier des sols cultivables.

L'industrie

Les projections reposent sur les hypothèses générales suivantes :

- **Croissance industrielle réduite de moitié après 2030, réduction homogène sur toutes les branches**
- **Exploitation systématique de tous les potentiels techniques d'efficacité énergétique (CEREN, 1992) ; alignement sur « best practice » pour sidérurgie**
- **Recours systématique aux déchets et biomasse quand techniquement justifié, au gaz sinon (sauf sidérurgie)**
- **Maintien sidérurgique HF/O2 niveau 2030, baisse de moitié raffinage et vapocraqueurs, poursuite déclin ammoniac, chlore ; progression faible papier après 2030.**

Le tableau ci-dessous présente des projections de demande finale énergétique de l'industrie compatible avec le facteur 4

Tableau 32 : projections de demande énergétique de l'industrie

Consommation par énergie

Mtep	1990	2001	2010	2030	2050
Pétrole	5,3	3,1	1,4	0,9	0,1
Gaz	9,2	10,6	13,7	18,7	15,0
Charbon	9,0	6,9	6,0	4,3	3,5
Elec	9,3	10,9	11,9	16,9	17,6
Autres	4,4	3,7	5,2	9,2	7,3
Total	37,3	35,2	38,2	49,9	43,5

Indicateurs

	1990	2001	2010	2030	2050
Emissions de CO2 (Mt)*	76	63	62	60	40
Coefficient budgétaire	3,8%	2,7%	2,4%	2,3%	1,7%
Intensité énergétique (tep M€95)	1367	1085	995	898	641

Consommation par branche

Mtep/an	1990	2001	2010	2050
métaux-primaires	9,3	9,1	9,2	8,3
<i>sidérurgie</i>	7,0	6,5	6,4	4,7
chimie	9,4	5,7	6,1	9,3
<i>ammoniac</i>	0,2	0,2	0,2	0,1
<i>pétrochimie base</i>	4,7	0,1	0,2	2,9
<i>chlore</i>	0,5	0,5	0,4	0,1
non-métalliques	5,5	4,8	4,7	3,9
<i>ciment</i>	2,1	1,6	1,4	0,9
iaa_textiles	5,4	6,0	6,8	8,2
équipement	3,9	4,5	4,1	2,7
autres	4,3	5,4	7,5	11,2
<i>papier-pâtes</i>	3,3	4,3	6,2	10,5
Total	37,3	35,2	38,2	43,5

Les émissions de CO2 de l'industrie pourraient ainsi baisser en 2050 d'un facteur 2 par rapport au niveau de 1990.

La demande énergétique culminerait aux alentours de 2030, pour baisser ensuite et retrouver en 2050 le niveau de 2015.

Ces évolutions appellent néanmoins les commentaires suivants :

- une valeur élevée du carbone dans les pays industriels pourrait s'accompagner d'un fort mouvement de délocalisation des industries les plus sensibles (IGCE) vers certains PVD, bien au-delà de ce qui est considéré dans le scénario; en revanche, la hausse consécutive des coûts de transports, notamment maritimes et aériens, pourrait agir comme un frein puissant à la délocalisation des industries les moins sensibles au prix du carbone et remettre partiellement en cause certaines hypothèses de croissance ; rien aujourd'hui ne permet de trancher sur ces différentes évolutions possibles.
- Les hypothèses d'efficacité énergétique retenues sont certainement timorées, et reflètent plus le champ du techniquement possible aux prix actuels de l'énergie que l'éventail des solutions technologiques alternatives que le génie des procédés mettra à notre disposition en cas de contraintes sévères sur les prix de l'énergie, carbone inclus. En particulier, le possible remplacement des haut-fourneaux de Fos et Dunkerque par des procédés nouveaux à base d'électrolyse ou de réduction directe du minerai par l'hydrogène permettrait d'économiser quelques 3 Mtep de coke et 12 Mt CO2 supplémentaires en 2050 (soit 30% des émissions de CO2 de 2050).

Les transports

Les hypothèses relatives aux trafics de marchandises et de passagers au-delà de 2030 s'appuient principalement sur les simulations VLEEM pour la France à l'horizon 2050 (Etude d'un scénario de mobilité durable pour la France, PREDIT 3). Elles prennent en compte l'influence de la démographie et de l'économie, mais aussi de la constance des budgets temps de transport des personnes et de l'augmentation des vitesses requises pour le déplacement des personnes et des marchandises, sur les volumes de trafics et leur répartition modale.

- **Trafic marchandises: baisse de l'élasticité du trafic de 1,1 à 0,9; retour du trafic routier au niveau 2010; solde pris par fret marchandises ferroviaire grande vitesse européen (alignement sur étude PREDIT 2050)**
- **Equipement et usage de l'automobile en 2050: ménages 1 pers : 12 000km/an; monoparental: 15000km/an; 2 pers: 21000km/an; >2pers: 25000km/an**
- **Trafic collectifs passagers: la mobilité terrestre passe de 2000km/an/pers en 2001 à 6700km/an/pers en 2050, dont 2/3 en TGV**

Les projections de trafics résultant de ces hypothèses sont les suivantes :

Tableau 33 : projections de trafic à 2050

	1990	2001	2010	2030	2050
Route					
Voiture , VUL Gvkm	350	467	507	605	543
Camions Gtkm	194	274	284	315	277
Bus-taxis Gpkm	41	44	49	51	60
Fer					
Passagers Gpkm	64	72	97	189	370
Marchandises Gtkm	50	50	67	129	247
Voies d'eau Gtkm	7	7	8	14	25

Les hypothèses retenues sur la technologie sont celles d'un basculement du paradigme technologique moteur à combustion interne / pétrole vers un nouveau paradigme propulsion électrique / production d'électricité embarquée. Plus précisément, on a retenu ici une combinaison possible parmi d'autres :

Le sens qu'il faut attribuer à ces combinaisons technologiques pour les véhicules légers est celui d'une réduction progressive du ratio d'émission de carbone par véhicule-km, de 140 gCO₂ (accord ACEA) en 2008 à 30 gCO₂/vkm en 2050.

- **Généralisation de la propulsion électrique**
- **VP, VUL 2050: électrique urbain: 40% du parc; PAC-H²: 30% du parc; solde: hybrides, 45% essence, 55% gazole avec 10% de biocarburants**
- **VL 2050: PAC-H²: 30% du parc; gaz naturel: 20% du parc bus et distribution marchandises en urbain (60% en 2030); solde: hybrides gazole avec 10% de biocarburants**
- **TGV/train: compensation entre hausse du facteur de charge et effet de la vitesse**

Les tableaux ci-dessous montrent les projections de demande d'énergie des transports résultant des hypothèses ci-dessus:

Tableau 34 : projections de demande d'énergie des transports terrestres, par énergies

Mtep	1990	2001	2010	2030	2050
Essence (yc biocarb.)	17,8	13,8	14,0	8,3	1,2
Gazole (yc biocarb.)	18,0	29,0	29,5	26,7	15,7
GPL	0,1	0,2	0,4	0,7	0,0
GNV			0,4	1,0	0,3
Electricité	0,7	0,9	1,1	4,5	9,1
H2			0,0	0,8	7,2
Total	36,5	43,9	45,4	42,1	33,5

gris: METL/SES, Comptes Transport de la Nation; CPDP; TCEF

Mtep	1990	2001	2010	2030	2050
Véhicules légers	24,4	28,9	30,5	27,5	18,2
Pétrole-gaz	24,4	28,9	30,5	24,8	8,1
H2			0,0	0,5	5,6
Elec			0,0	2,2	4,5
Camions, bus	10,0	12,7	12,4	10,4	7,7
Pétrole-gaz	10,0	12,7	12,4	10,0	5,8
H2			0,0	0,3	1,6
Elec			0,0	0,1	0,3
Total route	34,6	41,8	43,1	38,1	26,1

gris: METL/SES, Comptes Transport de la Nation

	1990	2001	2010	2030	2050
Part des biocarburants	0%	0%	3%	10%	10%
Emissions de CO ₂ , hors air (Mt)	112	134	134	103	48
Parcs VP, VUL (Millions)	27	32	36	41	38
Intensité énergétique	362	363	328	226	136

Les émissions de CO₂ du transport terrestre en 2050 pourraient ainsi être inférieures de 60% environ par rapport au niveau de 1990.

La demande d'énergie des transports terrestres connaîtrait alors un maximum entre 2010 et 2020, et son niveau 2050 serait de 10% inférieur à celui de 1990 pour un niveau de service qui ferait plus que doubler. Pour les seuls transports routiers, le pic de demande se situerait autour de 2010, et le niveau de demande en 2050 serait 25% en-deçà du niveau de 1990 ; le trafic des véhicules légers culminerait autour de 2030, pour s'établir en 2050 à un niveau plus élevé des deux tiers comparé à 1990 ; pour les poids lourds, le pic de trafic s'établirait également autour de 2030, et le niveau 2050 serait à peine 40% plus élevé qu'en 1990.

Ces évolutions appellent les commentaires suivants :

- a) les évolutions des trafics routiers, pour aussi cohérentes qu'elles soient avec l'esprit du scénario « facteur 4 », la très forte hausse des prix des carburants qu'il suggère, et l'augmentation tendancielle des vitesses, ne sont « faisables » que si des investissements considérables sont entrepris dans les 40 prochaines années dans les infrastructures ferroviaires à grande vitesse.
- b) Les mix technologiques choisis par hypothèse se heurtent à des interrogations persistantes sur les piles à combustibles et sur la distribution d'hydrogène à grande échelle. D'autres mix technologiques peuvent être envisagés, accordant une place beaucoup plus importante aux hybrides et aux biocarburants, la seule contrainte étant de ne pas dépasser certains seuils limites d'émission de CO₂, par exemple 30gCO₂/vkm pour les véhicules légers.
- c) Le trafic ferroviaire étant massivement alimenté par le réseau électrique, il n'émet quasiment pas de CO₂ à l'utilisation ; de ce fait, toute répartition modale en 2050 moins favorable au fer rapide et plus favorable à la route, aggrave la contrainte CO₂ des transports à l'utilisation, et la nécessité de compenser soit par des technologies routières moins émettrices, soit par des réductions de mobilité.

Le secteur résidentiel

Les projections de la demande d'énergie du secteur résidentiel reposent sur les hypothèses générales suivantes :

- **30 millions de logements, 2pers/logt en moyenne**
- **« ravalement » thermique généralisé sur les logements construits avant 1980 (gain de 30% sur chauffage); 25% du parc tous les 10 ans depuis 2010**
- **introduction progressive de logements très basse consommation (20kWh/m²) dans la construction neuve: 1/3 de 2010 à 2020, 2/3 de 2020 à 2030, 100% après 2030**
- **sévèrisation de la réglementation sur l'efficacité minimale des équipements électriques**

Les conséquences de la sévèrisation de la réglementation sur les équipements électriques conduit aux hypothèses suivantes :

kWh/logt	1990	2001	2030-ref	2050
Réfrigérateur	615	456	400	300
Congélateur	660	642	600	460
Lave linge	300	221	220	180
Sèche linge	470	423	530	380
Lave vaiss,	350	302	310	240
TV	100	196	290	300
Autres	100	559	1200	1500

➤ **20% du parc raccordé à des chaufferies urbaines ou collectives utilisant du bois ou des déchets**

➤ **pénétration des chauffe-eau solaires:**

a) toutes les MI neuves à partir de 2005, plus 25% des autres MI tous les 10 ans; 70% des besoins satisfaits par le solaire, complément électrique

b) la moitié des immeubles collectifs neufs à partir de 2010; 50% des besoins satisfaits avec le solaire.

➤ **Hors solaire et chauffage urbain, la part de l'électricité reste à son niveau de 2010, le gaz fait l'appoint**

Les tableaux ci-dessous montrent les projections de demande d'énergie du secteur résidentiel résultant des hypothèses ci-dessus:

Tableau 35 : projections de demande d'énergie du résidentiel

Mtep	1990	2001	2010	2030	2050
Fioul	9,8	9,6	8,1	2,2	0,0
Gaz (y compris biogaz et H2)	10,0	14,3	16,2	16,0	12,8
Charbon/bois	1,2	0,5	1,0	1,1	0,5
GPL	1,6	1,8	1,6	1,3	0,0
Electricité	8,6	11,4	13,8	17,5	16,5
Autres	11,2	10,6	9,6	13,1	14,1
Total	42,4	48,2	50,3	51,1	43,9

Mtep	1990	2001	2010	2030	2050
Chauffage	33,1	36,0	36,0	32,0	23,0
Eau chaude	3,7	4,6	5,3	6,8	8,0
Cuisson	2,1	2,7	2,2	2,3	2,3
Elec specif., clim	3,4	4,9	6,7	10,0	10,5
Total	42,4	48,2	50,3	51,1	43,9

gris: DATAMED, d'après CEREN

Avec ces hypothèses, les émissions de CO2 du secteur résidentiel en 2050 seraient trois fois moins élevées qu'en 1990.

La demande d'énergie du résidentiel culminerait quelque part autour de 2030 pour revenir en 2050 grosso-modo à son niveau de 1990, pour un nombre de logements supérieur de 30%. La

demande d'énergie pour le chauffage commencerait à baisser dès 2010, pour s'établir en 2050 30% en-dessous du niveau de 1990. L'électricité pour les usages spécifique et la climatisation plafonnerait peu après 2030, autour de 120 TWh. Seuls les besoins liés à l'eau chaude continueraient à progresser, mais de plus en plus satisfaits par les installations solaires.

Ces projections appellent les commentaires suivants :

- a) L'hypothèse d'un fort raccordement des immeubles d'appartements aux réseaux de chaleur urbains et d'îlot, peut paraître contradictoire avec celle d'une forte baisse des consommations unitaires de chauffage : en effet, une telle baisse devrait rendre de moins en moins compétitives les solutions fortement capitalistiques à l'utilisation (réseaux de chaleur, chauffage central à eau chaude, ...) par rapport au chauffage électrique. On pourrait tenir également le même raisonnement pour le chauffage au gaz, mais dans ce cas les investissements ont été déjà faits pour une bonne part, et la compétition ne porte plus quasiment que sur les coûts d'énergie. On retiendra simplement que le chauffage urbain et d'îlot est souvent un moyen économique de valoriser l'énergie des déchets urbains et industriels, la géothermie basse enthalpie et la biomasse, et que la compétition face aux autres énergies dépend de leur teneur globale (directe et indirecte) en carbone.
- b) Les projections ci-dessus considèrent soit un maintien des comportements de confort actuels (chauffage), soit la poursuite de la quête d'un confort accru (eau chaude, climatisation, électricité spécifique) avec la croissance des revenus. Ces hypothèses supposent que la montée des prix des énergies aux ménages (carbone inclus) n'alourdisse pas le poids des dépenses énergétiques par rapport aux revenus ; elles supposent également que ce poids ne décroisse pas significativement. Il n'est pas interdit de penser qu'une forte sensibilisation aux questions du changement climatique puisse inciter les gens à adopter spontanément des comportements plus soucieux de leur niveau de consommation énergétique et d'émission de carbone, en renonçant à de éléments de confort jugés alors superflus et inappropriés.
- c) Les hypothèses de gains d'efficacité énergétique retenues pour l'éclairage et les équipements ménagers sont basées sur les connaissances techniques actuelles et les équipements susceptibles d'être commercialisés dans un proche avenir. Elles n'épuisent certainement pas le champ du techniquement possible. Par exemple, des lave-vaisselle ou lave-linge « branchés » sur l'eau chaude solaire consommeraient probablement de 50% à 75% d'électricité en moins que les équipements les plus performants aujourd'hui.

Le secteur tertiaire

Les projections de demande énergétique du secteur tertiaire reposent sur les grandes hypothèses suivantes :

- **Poursuite de la croissance tertiaire, même rythme**
- **Alignement sur les performances thermiques des logements (chauffage et climatisation)**
 - a) le ravalement thermique concerne aussi le tertiaire, au même rythme
 - b) neuf: gain de 15% tous les 10 ans
- **Electricité spécifique: trend de progrès technique: 1%/an au lieu de 0,5% (trend)**
- **20% des bâtiments tertiaires raccordés à des chaufferies collectives/urbaines à bois/déchets/géothermie**
- **Le reste au gaz**

Ces projections sont les suivantes :

Tableau 36 : projections de demande d'énergie du tertiaire

Mtep	1990	2000	2010	2030	2050
Pétrole	5,4	5,0	3,8	1,7	0,0
Gaz	4,7	6,7	8,2	9,7	9,7
Charbon	0,3	0,2	1,1	0,0	0,0
Elec	6,9	8,9	9,8	11,8	12,4
Autres	0,9	1,3	0,4	2,3	3,6
Total	18,2	22,1	23,3	25,5	25,7

gris: DATAMED, d'après CEREN et OE/TCEF (électricité)

	1990	2001	2010	2030	2050
Emissions de CO2 (Mt)*	33,5	37,4	36,0	26,2	16,2
Intensité énergétique (tep/M€95)	228	220	185	125	73
Employés (millions)	15,2	18,3	19,1	21,6	20,3
Energie/employé (tep)	1,22	1,21	1,22	1,18	1,26
Electricité/employé (kWh)	5390	5720	5920	6340	7070

Les émissions de CO2 du tertiaire pourraient ainsi baisser d'un facteur deux entre 1990 et 2050.

La demande d'énergie du tertiaire commencerait à stagner après 2030, la hausse modérée des consommations unitaires par emploi étant compensée par le déclin de l'emploi.

Plusieurs des remarques faites à propos du résidentiel restent pertinente ici, notamment pour ce qui est de l'intérêt économique des réseaux de chaleur ou du champ des possibles en matière d'équipements électriques.

Une autre remarque s'impose : la compatibilité des hypothèses de croissance du secteur tertiaire et des hypothèses démographiques exige de considérer des très forts gains de

productivité de l'emploi dans le secteur tertiaire, ce qui n'est du reste pas contradictoire avec le développement des technologies de l'information et de la communication.

3.3 Bilans énergétiques globaux pour la France

Les bilans énergétiques globaux pour la France sont établis avec le modèle POLES.

La formalisation de la demande dans POLES est radicalement différente de celle des modèles « bottom-up » comme Med-Pro : la demande sectorielle y est beaucoup moins désagrégée, les prix de l'énergie constituent des variables directrices majeures des volumes et des structures des demandes sectorielles, et la technologie y est représentée de façon très globale, par le biais de « trend ».

Les premières itérations de POLES sur le scénario souhaitable ont montré clairement les limites de ce formalisme de la demande en situation de rupture, en particulier pour simuler des équilibres sectoriels en cas de fortes contraintes sur les volumes (réduction par 4 des émissions de CO₂).

Pour dépasser ces limites, la solution a consisté à introduire dans le formalisme du modèle, en plus des fonctions de demande existantes, une représentation de la diffusion de technologies de demande très basse émettrices de CO₂ similaire à celles utilisées pour les technologies d'offre, notamment dans le secteur électrique.

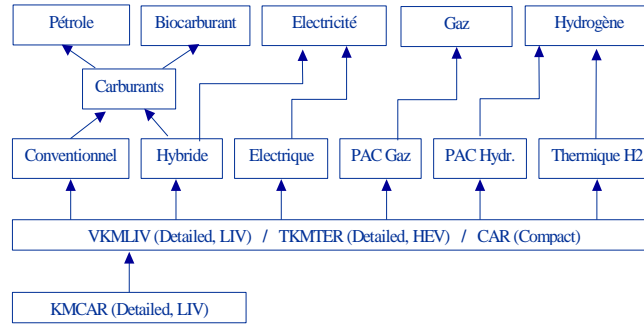
L'introduction des technologies Très Basses Emissions dans POLES

Une des caractéristique de la nouvelle version du modèle POLES développée pour les scénarios Facteur 4 est donc l'introduction, dans le modèle mondial, de technologies Très Basses Emissions. Celles-ci reflètent l'impact potentiel des innovations majeures ou des changements de comportement qui pourraient découler de valeurs du carbone très élevées, supérieures à 100 €/tCO₂. Ces technologies TBE ont été introduites dans deux secteurs-clés : les transports routiers (personnes et marchandises) et le bâtiment (domestique et tertiaire).

Secteur transport routier (personnes, marchandises)

Principes de modélisation

- ◆ Secteur transport:
 - Création de 6 types de véhicules
 - Diffusion en fonction du coût total d'usage (investissement + énergie + entretien)
 - Les parts de marché sont calculées sur les véhicules.km parcourus
 - Sous contrainte de renouvellement des parcs

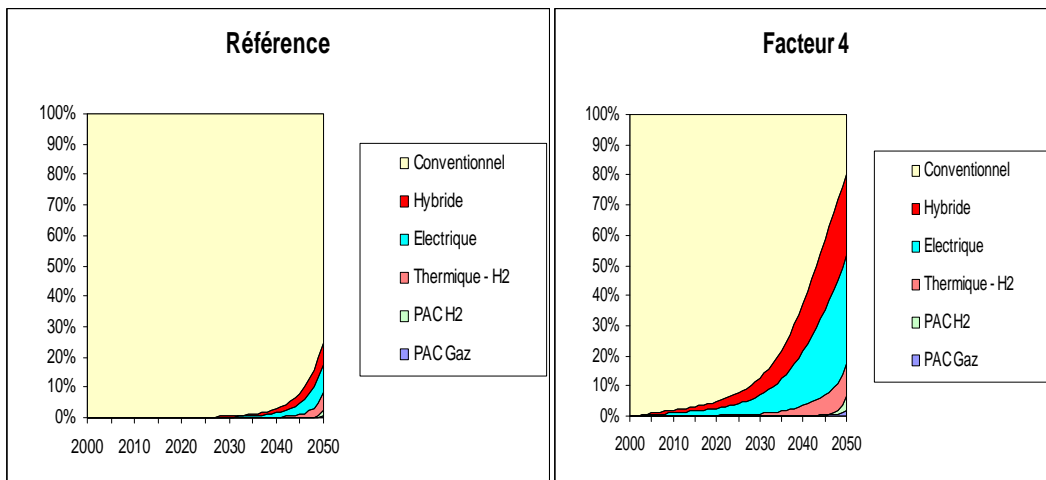


Hypothèses de coût

		Conventionnel	Hybride	Electrique	PAC H2	PAC Gaz	Thermique H2
Consommation (/ vehicules conv)		100%	50%	40%	70%	70%	100%
VLégers - Investissement (k€)	2000	15	60	60	310	310	100
	2050	15	15	15	20	20	20
VLourds - Investissement (k€)	2000	60	240	240	1240	1240	400
	2050	60	60	60	80	80	80
Coûts O&M (% Inv)		2%	3%	3%	2%	2%	2%

NB: PAC à 6000 €/kW en 2000, 200 €/kW en 2050

Diffusion



Secteur Bâtiment (Résidentiel-Tertiaire)

Principes de modélisation

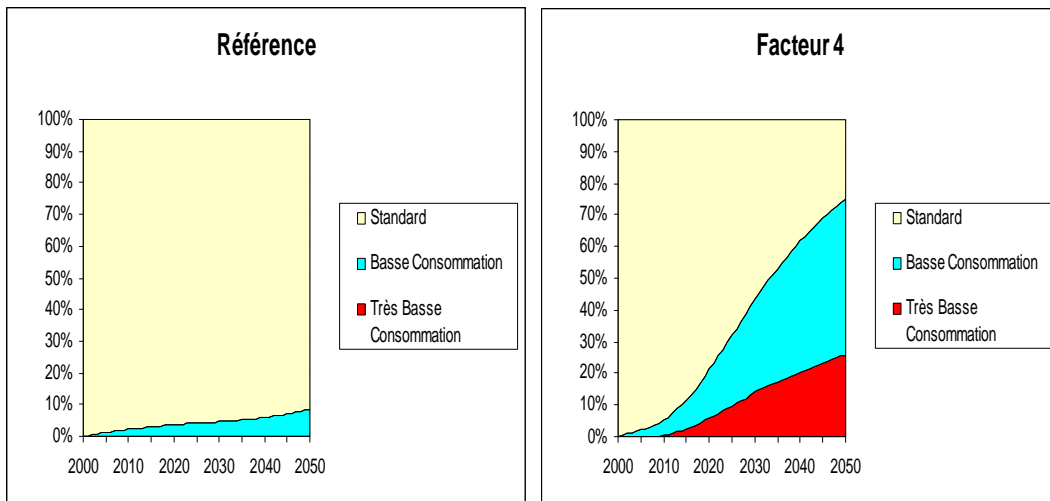
- ◆ Secteur résidentiel-tertiaire, création de 3 types de bâtiments:
 - Standard = moyenne des consommations du pays/région avec progrès technique
 - Basse Consommation (neuf et réhabilitation thermique), 50 % de la consommation standard
 - Très Basse Consommation (neuf), 1/3 de la consommation standard dans les régions en développement, 1/4 dans les pays industrialisés
- ◆ Diffusion en fonction du “retour sur investissement” de l’économie réalisée
- ◆ Sous contrainte de renouvellement des parcs

Hypothèses de coût

		Résidentiel		Services		Res - Services	
		Référence	Facteur4	Référence	Facteur4	Référence	Facteur4
Taux de déclassement du parc (/an)		0.5%	1.5%	0.5%	1.5%	0.5%	1.5%
Taux de réhabilitation (/an)		1.5%	3%	1.5%	3%	1.5%	3%
Investissement Très Basse Consommation (€/tep)	2010	10000	10000	10000	10000	10000	10000
	2030	10000	5000	10000	5000	10000	5000
	2050	10000	5000	10000	5000	10000	5000
Investissement Basse Consommation (€/tep)	2010	8000	8000	8000	8000	8000	8000
	2030	8000	4000	8000	4000	8000	4000
	2050	8000	4000	8000	4000	8000	4000

NB: 10 000€/ (tep.an) = 85 c/(kWh.an)

Diffusion



Les arbitrages du modèle : la demande finale

Dans sa nouvelle version, POLES procède à trois arbitrages majeurs au regard de la demande d'énergie.

Un premier arbitrage concerne la diffusion des TBE. Les consommations d'énergie associées à ces TBE apparaissent « en creux » dans les résultats, comme de l'énergie conventionnelle non consommée. Par exemple, les projections de demande d'électricité se décomposent en deux volets : la demande commerciale (technologies conventionnelles) et la demande non commerciale liée aux TBE, évaluée comme la demande commerciale évitée. Ce premier arbitrage est fondamentalement déterminé par les hypothèses de coût des TBE .

Un second arbitrage, limité à la demande commerciale (hors TBE), concerne les parts de marché des énergies . Cet arbitrage est essentiellement déterminé par les hypothèses constitutives des évolutions de prix des énergies finales pour le secteur concerné, en particulier les hypothèses de coût des technologies d'offre et de disponibilités des ressources naturelles énergétiques. Il est également fortement dépendant des élasticités de substitution entre énergies retenues dans le modèle.

Le troisième arbitrage, également limité à la demande commerciale, concerne les niveaux de consommation par unité d'activité. De même, cet arbitrage est déterminé par les hypothèses constitutives des évolutions de prix des énergies finales pour le secteur concerné et des élasticités retenues.

La comparaison des résultats de POLES avec ceux de Med-Pro pour la demande d'énergie finale demande de fortes précautions :

- Med-Pro ne distingue pas la demande « commerciale » de celles des TBE : pour comparer les résultats des deux modèles, il faut mettre en regard des projections de Med-Pro, la somme des projections de demande commerciale et de demande d'énergie des TBE de POLES.
- Les arbitrages de POLES, fondamentalement déterminés par les hypothèses de coût des TBE et des technologies d'offre, prennent très peu en compte les stratégies industrielles et les mesures réglementaires, lesquelles jouent au contraire un rôle central dans les hypothèses de Med-Pro : il en résulte nécessairement des différences à la fois dans les perspectives de diffusion des TBE, dans les progrès d'efficacité énergétique et dans les parts de marché entre énergies entre les deux modèles.
- La valeur du carbone, calculée par POLES comme la valeur duale de la contrainte sur les niveaux d'émission pour l'ensemble des pays industriels (division par 4 par rapport à 1990), est prise en compte dans les trois niveaux d'arbitrage pour la France; or, cette valeur calculée s'est révélée fortement dépendante des TBE considérées par POLES et de leur diffusion, et donc des hypothèses de coût associées. Dans Med-Pro, les niveaux et les structures des demandes sectorielles calculés jusqu'en 2050, ne sont déterminés que par l'éventail des technologies à l'utilisation de l'énergie basse émettrices de CO2 et les perspectives de développement de ces technologies résultant de la réglementation et des contraintes industrielles. Les résultats de Med-Pro ne sont ainsi ni strictement déterminés par la contrainte de volume sur le CO2, ni par sa traduction économique dans la valeur du carbone, contrairement à ceux de POLES.

On indiquera ci-dessous le sens à attribuer aux comparaisons POLES-Med-Pro pour la demande énergétique des grands secteurs.

Résidentiel, tertiaire :

- a) La demande du résidentiel en 2050 est de 43 Mtep selon Med-Pro ; pour POLES, elle est de 23 Mtep d'énergie « commerciale » et 10 Mtep d'énergie TBE (photovoltaïque, solaire passif), soit 33 Mtep au total. Pour le tertiaire, les projections sont plus proches : 22 Mtep pour POLES (dont 11,5 d'énergie TBE), 26 Mtep pour Med-Pro.
- b) Pour les usages captifs de l'électricité, la demande totale « POLES » (y compris TBE) est de 18,5 Mtep, contre 21,5 pour Med-Pro, pour l'ensemble des deux secteurs : la différence peut être mise au compte du respect de la contrainte CO2 dans POLES (comportements d'utilisation des équipements électriques plus contraints).
- c) Pour les usages thermiques (chauffage, eau chaude, cuisson), l'électricité « chasse » tous les combustibles fossiles dans les résultats de POLES, les ENR conservant 12 Mtep sur un total de 23 (y compris TBE) dans le résidentiel, et 1,5 Mtep sur 13 dans le tertiaire. Dans les résultats de Med-Pro, le gaz (combiné au biogaz et à l'hydrogène pour 15% respectivement chacun) conserve une place importante, tant dans le résidentiel (13 Mtep) que dans le tertiaire (9 Mtep), les ENR contribuant respectivement pour 14 Mtep (sur un total de 33 Mtep) et 4 Mtep (sur un total de 15). Autrement dit, les différences de niveau de consommation entre les deux modèles (12 Mtep pour les deux secteurs), s'expliquent presque intégralement par les différences de rendement à l'utilisation entre l'électricité et le gaz ; avec les mêmes parts de marché, les deux modèles auraient donné des résultats voisins sur ces usages thermiques.
- d) On notera que la pénétration massive de l'électricité dans POLES est cohérente avec un univers où le développement du nucléaire au niveau international n'est l'objet d'aucune contrainte, ni du côté des ressources en uranium, ni du côté des déchets à vie longue, ni du côté de l'acceptabilité sociale et politique (un scénario « facteur 4 » possible). En revanche, cette pénétration massive pourrait être remise en cause en cas de développement contraint du nucléaire et de fort développement des renouvelables, l'hydrogène pouvant devenir alors un vecteur privilégié de l'énergie, soit en utilisation directe (piles à combustibles), soit en utilisation combinée au méthane (un autre scénario « facteur 4 » possible).

Industrie :

- a) La demande de l'industrie en 2050 est comptée pour 35 Mtep dans POLES, et 51 Mtep dans Med-Pro. Mais la contribution des ENR (déchets dans l'industrie du bois, du papier, chimie, ciment) n'est prise en compte dans les résultats de POLES, alors qu'elles comptent pour 8 Mtep dans les résultats de Med-Pro.
- b) Au-delà de ce problème de comptabilité des ENR, on observe une forte différence de vue concernant la consommation future d'énergie de la chimie : 5 Mtep dans POLES, 10 Mtep dans Med-Pro, laquelle ne peut être mise au seul compte ni des ENR, ni des différences d'appréciation sur la pénétration de l'électricité.
- c) Pour le reste, les différences de projection de demande viennent pour l'essentiel des différences d'appréciation sur la pénétration de l'électricité, et donc sur le rendement moyen à l'utilisation de l'énergie. Dans les résultats de POLES, l'électricité « chasse » quasiment toutes les énergies fossiles, hormis dans les usages non énergétiques. Dans Med-Pro, le mix gazier garde une place importante.
- d) Comme pour les secteurs résidentiel et tertiaire, la pénétration massive de l'électricité dans POLES est cohérente avec un univers où le développement du nucléaire au niveau international n'est l'objet d'aucune contrainte (un scénario « facteur 4 » possible). En revanche, cette pénétration massive pourrait être remise en cause ici aussi en cas de développement contraint du nucléaire et de fort développement des renouvelables, l'hydrogène pouvant devenir alors un vecteur

privilegié de l'énergie, soit en utilisation directe (piles à combustibles), soit en utilisation combinée au méthane (un autre scénario « facteur 4 » possible).

Transports :

- a) A première vue, les résultats des deux modèles pour la demande d'énergie des transports terrestres en 2030 sont assez homogènes : autour de 31 Mtep pour les deux modèles. Cette convergence cache en fait une double divergence : sur les trafics d'un côté, sur les technologies de l'autre.
- b) Du côté des trafics, POLES considère un développement beaucoup plus important du trafic routier de marchandises, alors que dans Med-Pro ce développement est bridé par la recherche de vitesses de plus en plus élevées de déplacement des marchandises qui favorise le TGV marchandises et/ou l'avion: ceci explique une consommation d'énergie des transports routiers de marchandises 60% plus élevée dans POLES. Pour les passagers, les perspectives sont inversées entre les deux modèles, Med-Pro étant 20% au-dessus de POLES
- c) Du côté des technologies, les arbitrages de POLES sont beaucoup plus favorables aux biocarburants et aux hybrides, et beaucoup moins aux piles à combustibles avec H₂, contrairement aux hypothèses retenues dans Med-Pro. Les résultats de POLES sont de fait cohérents avec un univers 2050 à forte composante nucléaire-électricité (un « facteur 4 » possible), ceux de Med-Pro avec un univers où la composante ENR-hydrogène est prépondérante (un autre « facteur 4 » possible).
- d) On notera également quelques divergences subsistant entre les deux modèles sur les performances réelles des TBE dans le futur.

Les arbitrages du modèle : l'offre

Pour la projection de Référence à 2030, les hypothèses introduites dans le modèle POLES pour la France permettent d'assurer la cohérence avec les résultats des études menées par RTE et par l'IFP. Au delà de cet horizon de temps, l'offre d'énergie est projetée par le modèle POLES et répond donc à ses mécanismes endogènes, fondés sur l'ajustement des équipements aux variations de coûts relatifs (voir infra). Il en va de même pour la projection « facteur 4 » sur toute la période de simulation, puisque l'on a dans ce cas – du fait de l'introduction de la valeur Carbone – non seulement des changements significatifs dans les coûts relatifs, mais aussi une réduction importante de la demande totale d'énergie.

Les arbitrages de POLES du côté de l'offre énergétique sont fondamentalement déterminés par trois jeux d'hypothèses :

- les hypothèses sur les ressources d'énergie fossile
- les hypothèses sur le coût des technologies alternatives pour la production d'électricité, d'hydrogène, etc...
- la contrainte d'émission.

En effet, les mécanismes de base qui commandent la compétition entre technologies et entre sources primaires dans le modèle POLES sont les suivantes :

- le niveau de la demande à satisfaire dépend du prix moyen de l'énergie, calculé secteur par secteur et dans lequel est incluse la valeur du carbone permettant d'atteindre l'objectif d'émission ;
- la même valeur du carbone assure, de manière endogène au modèle, le partage entre les réductions d'émission par la diminution des consommations et par la transformation du bouquet énergétique ;

- pour les technologies de conversion ou production d'énergie, l'évolution des parts de marché des différentes technologies – au sein des portefeuilles « électricité », « renouvelables », « hydrogène », « séquestration » ... – dépend de la comparaison de leur coût complet ;
- ce coût complet est formé de trois composantes essentielles : i) le coût d'investissement spécifique. ii) le coût de l'énergie primaire ou du combustible utilisé. iii) le coût de la valeur carbone associée à l'objectif (proportionnellement aux émissions spécifiques).

On voit ainsi comment le « bouquet énergétique » et le « bouquet technologique » correspondant vont évoluer dans le temps, par la prise en compte endogène de la triple dynamique du progrès technologique, de la raréfaction relative des énergies primaires et enfin de l'incitation que constitue la valeur du carbone : toute option connaîtra une diffusion d'autant plus rapide qu'elle bénéficie d'un progrès technique rapide, qu'elle repose sur une énergie primaire relativement bon marché, et/ou qu'elle est moins intensive en CO₂.

Tout scénario souhaitable « facteur 4 » calculé par POLES est de ce fait l'image résultant du jeu d'hypothèses retenues sur les ressources et les coûts, et des éléments déterminant la valeur du carbone associée à la contrainte « facteur 4 ».

On indiquera ci-dessous les questions pendantes eu égard aux hypothèses retenues dans le scénario « facteur 4 » (un parmi d'autres) calculé par POLES, dont on présente les principaux résultats ci-après.

Electricité versus hydrogène :

- a) Pour l'instant la compétition entre électricité et hydrogène comme vecteur énergétique est traitée essentiellement dans POLES sur la base des coûts de production de ces deux énergies. Or, au-delà des coûts relatifs de production, ce sont surtout les valeurs relatives de ces deux énergies sur les différents marchés qui détermineront les résultats de la compétition. Et, de ce point de vue, les valeurs de l'électricité et de l'hydrogène produits à partir des ENR intermittentes (éolien, solaire) sur des marchés comme ceux des transports ou des usages de pointe sont très éloignées, au détriment de l'électricité qui ne peut être stockée en l'état.
- b) A partir de ce constat, on peut cerner deux univers « facteur 4 » assez différents, l'un assez pauvre en renouvelables et favorable à l'électricité, l'autre riche en renouvelables et plus favorable à l'hydrogène : il est certain que le devenir des piles à combustibles est plus brillant dans le second univers que dans le premier. En l'état actuel des choses, la non considération des valeurs respectives de l'hydrogène et de l'électricité produits à partir des ENR intermittentes d'un côté, le coût actuel très élevé des piles à combustibles et la forte incertitude sur l'ampleur des baisses de ces coûts dans le futur de l'autre, expliquent en partie le rôle majeur donné au nucléaire et à l'électricité dans les résultats.
- c) Un autre élément susceptible de jouer un rôle central dans la compétition électricité-hydrogène est le coût de transport distribution ; de ce point de vue, la possibilité d'utiliser le réseau gazier existant comme vecteur de l'hydrogène dans une première phase de développement pourrait favoriser grandement l'intérêt de l'hydrogène. Cet élément n'a pas pu être pris en compte dans les projections de POLES à ce stade.

La séquestration du carbone

Tant les possibilités techniques de stockage du carbone que les coûts de ce stockage sont encore très mal connus, et peut-être sous-estimés dans les hypothèses retenues dans ce scénario « facteur 4 ». Des volumes de stockage plus importants et des coûts plus faibles conduiraient probablement à une réduction beaucoup moins rapide dans l'utilisation des fossiles, pour autant que les ressources en terre le permettent.

Les contraintes physiques d'offre

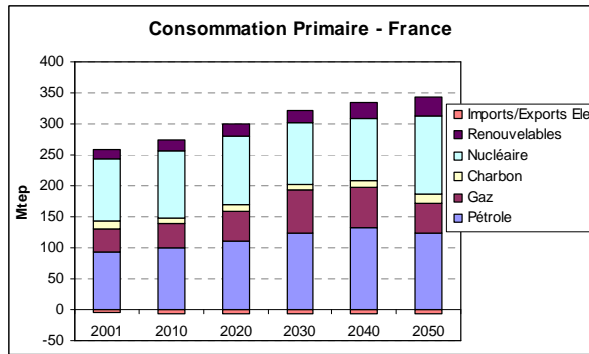
- a) D'éventuelles limitations du volume de déchets nucléaires à vie longue au niveau international, qui traduiraient des objectifs politiques de soutenabilité dans le domaine du nucléaire, pourraient voir le jour dans les décennies à venir. Le scénario « facteur 4 » présenté ci-dessous ne tient pas compte de telles limitations.
- b) Par ailleurs, POLES ne considère pas à ce stade les ressources en uranium et en thorium comme des facteurs limitant du nucléaire, ni sur les volumes ni sur les prix.
- c) Les potentiels de renouvelables considérés comme facteur limitant dans POLES, ne prennent en compte qu'une partie seulement du potentiel de la biomasse et de l'éolien (l'off-shore n'est pas pris en compte à ce stade).

Une image « facteur 4 » parmi d'autres, après prise en compte des actions spécifiques de MDE (c'est à dire 20,4 Mtep)

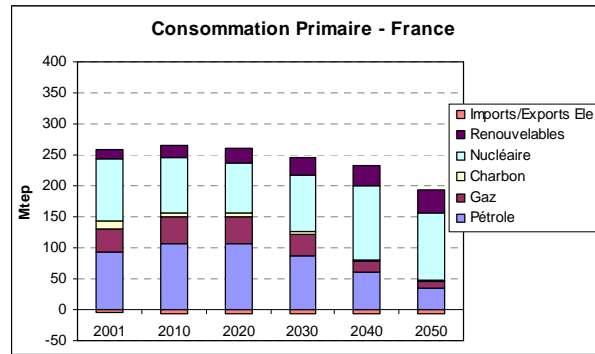
Bilan énergétique format DGEMP (hors usage matière première de l'énergie)

Mtep	COMB. SOLIDES	PETROLE	GAZ	HYDRO , NUCL...	ELEC	ENR	H2	TOTAL	MDE (pour mémoire)
Approvisionnement									
TOTAL DISPONIBILITES	0.7	35.0	11.6	114.5	-5.6	32.0		188.2	20.4
Consommation de la branche énergie									
CENTRALES ELECTRIQUES	0.0	0.0	0.0	113.2	-58.5			54.7	
AUTRES TRANSFORMATIONS ET PERTES	0.2	2.3	0.0	1.3	3.8		-5.4	2.2	
TOTAL (A)	0.2	2.3	0.0	114.5	-54.7	0.0	-5.4	56.9	0.0
Consommation finale énergétique									
INDUSTRIE	0.5	1.1	7.8		16.6	0.0		26.0	
TRANSPORT	0.0	22.7	0.6		12.6	4.4	5.4	45.7	
RESIDENTIEL	0.0	0.1	0.4		10.7	11.3		22.5	8.7
TERTIAIRE	0.0	0.0	0.2		8.7	0.6		9.5	11.6
AGRICULTURE	0.0	3.6	0.4		0.5	0.0		4.5	
TOTAL (B)	0.5	27.5	9.4		49.1	16.3	5.4	108.2	20.4
Consommation finale non énergétique									
TOTAL (C)	0.0	5.2	2.2		0.0	0.0	0.0	7.4	0.0

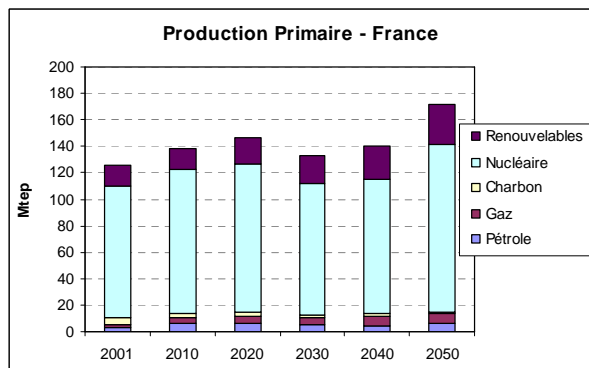
Evolutions par activité / secteur



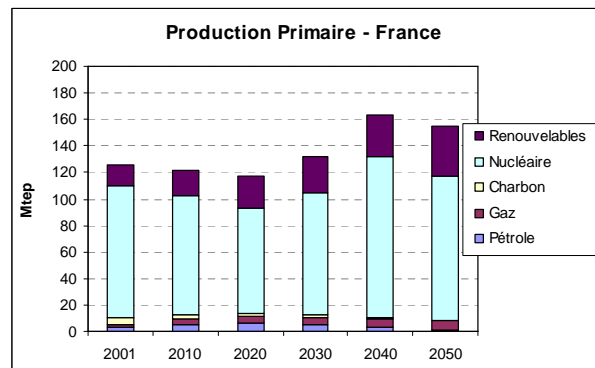
Référence



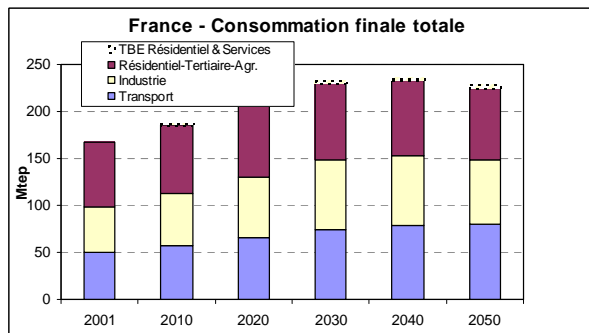
Facteur 4



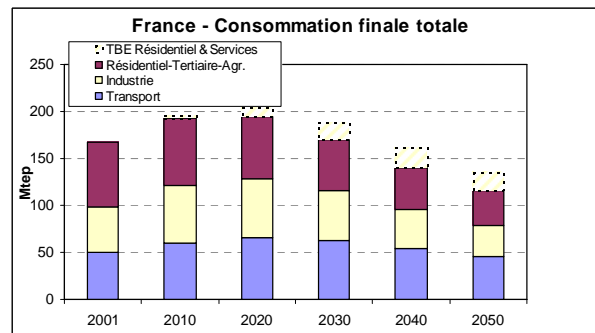
Référence



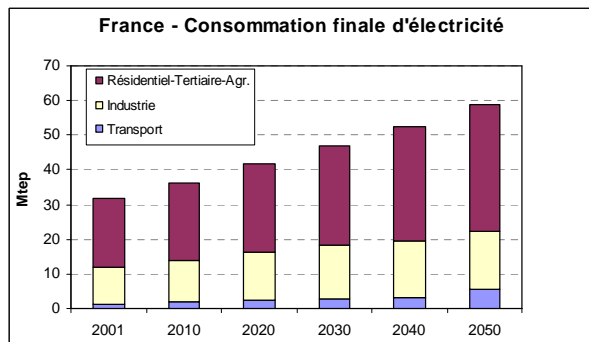
Facteur 4



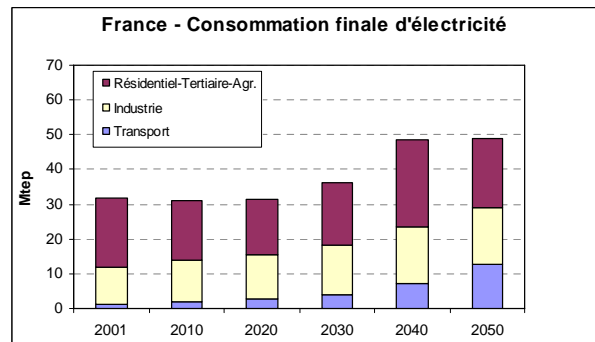
Référence



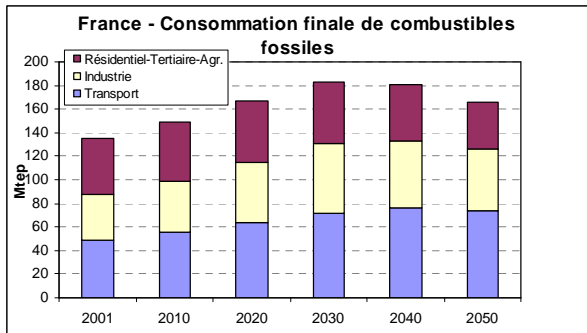
Facteur 4



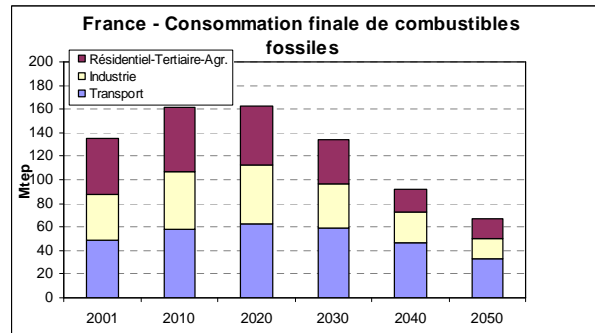
Référence



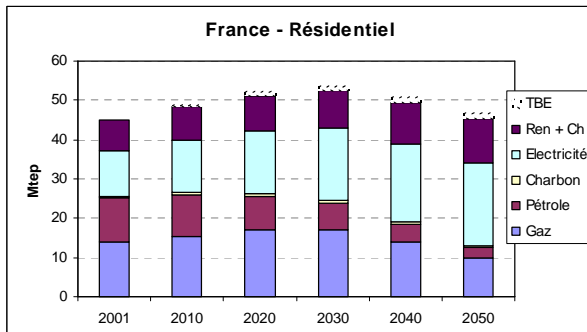
Facteur 4



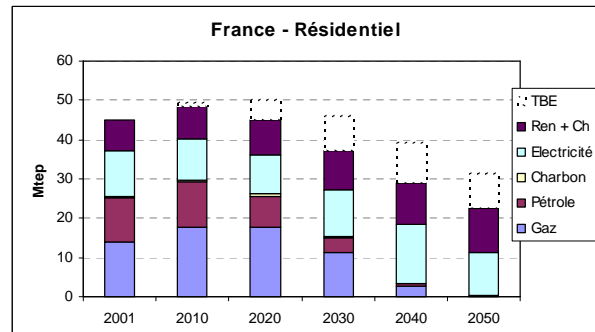
Référence



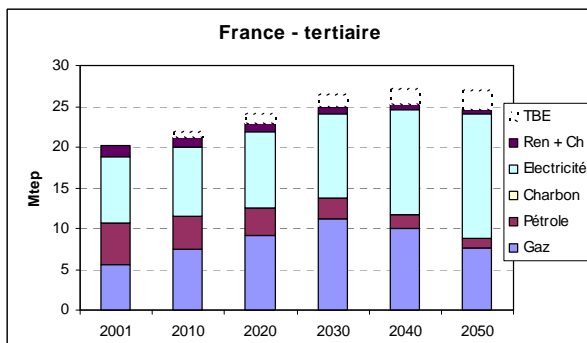
Facteur 4



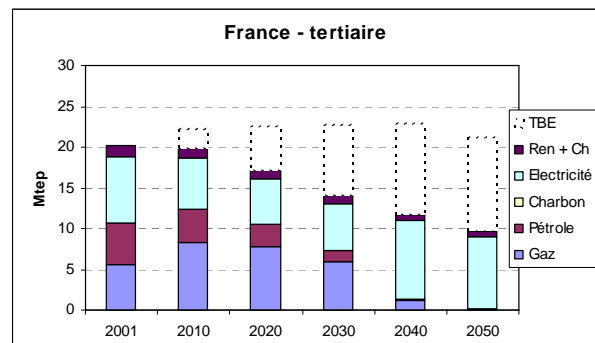
Référence



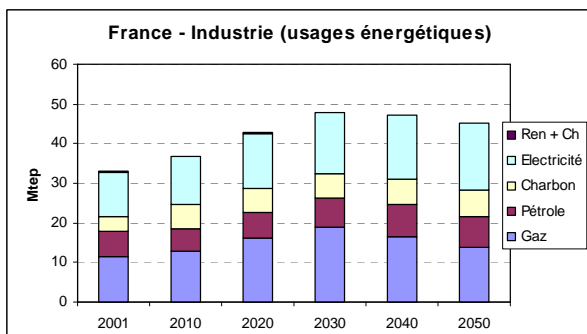
Facteur 4



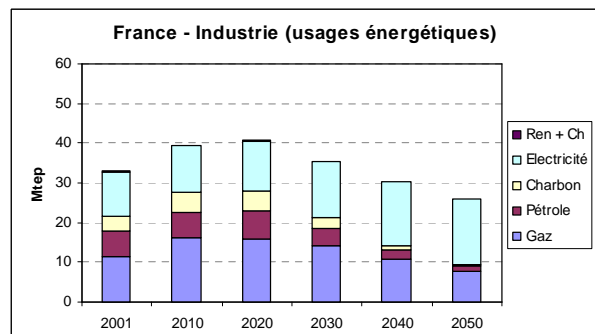
Référence



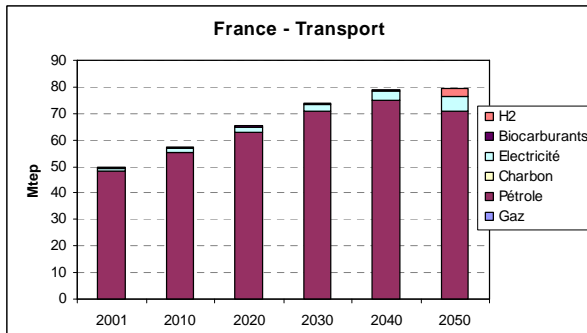
Facteur 4



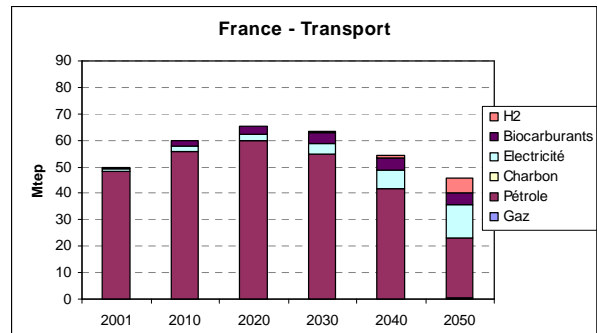
Référence



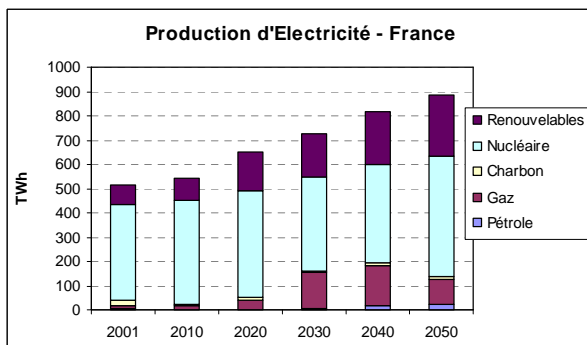
Facteur 4



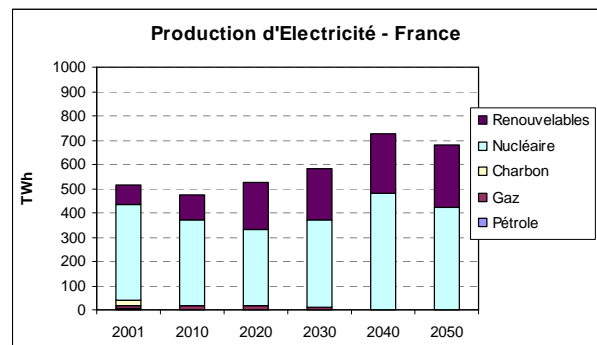
Référence



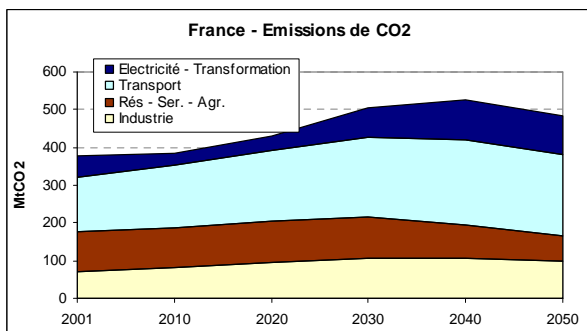
Facteur 4



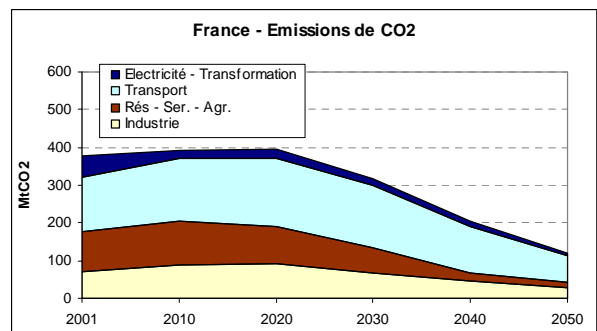
Référence



Facteur 4



Référence



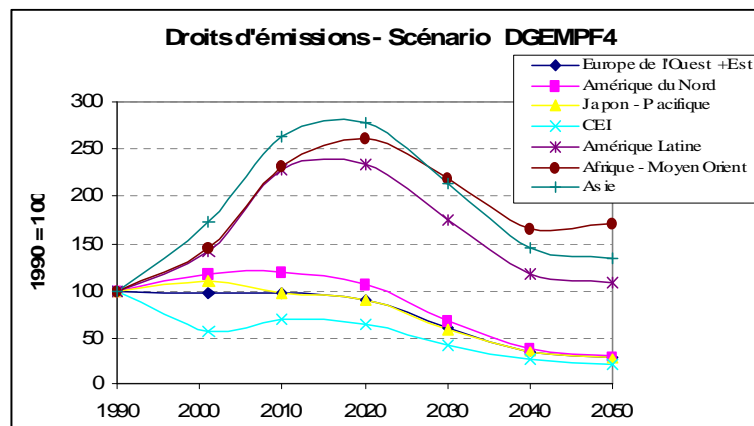
Facteur 4

3.4 L'environnement international

Le scénario énergétique mondial est fondé sur la projection de référence du modèle POLES pour des hypothèses centrales de croissance démographique et économique par région, les hypothèses pour la France étant été harmonisées avec la projection MEDEE. Les hypothèses sur les ressources pétrolières et gazières sont les hypothèses centrales correspondant à la dernière étude USGS. Ces hypothèses ont été globalement validées par l'IFP. Dans la projection de référence les prix ont été exogénéisés conformément aux hypothèses retenues pour l'horizon 2030.

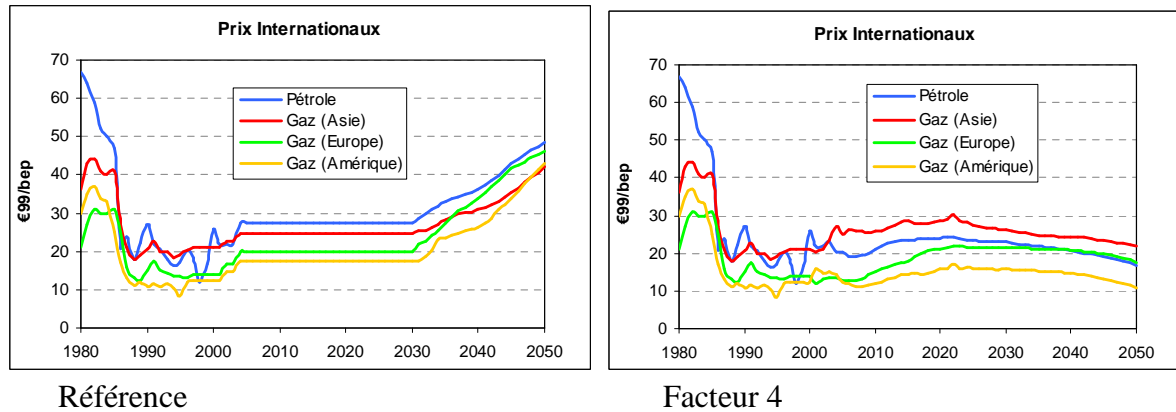
Le scénario Facteur 4 quantifié pour la France est incorporé dans un scénario global de contrainte d'émission mondiale, tiré de l'étude GRP-Greenhouse gas Reduction Profiles, coordonnée par le LEPII-EPE pour la DG Environnement en 2002-2003 (cf. supra. 3.1.). Ce dispositif permet d'assurer la cohérence d'un système énergétique mondial sous forte contrainte carbone. La contrainte d'émission est en effet forte pour toute les régions du monde (on a supposé une convergence des droits d'émission à l'horizon 2085) mais c'est la contrainte nécessaire pour atteindre l'objectif climatique européen de limitation de l'augmentation de température à + 2°C / pré-industriel. Le scénario correspond à une limitation des concentrations à un niveau 550 ppmv tous gaz et donc 450 ppmv CO2 seul.

Figure 2 : Dotations des différentes régions en droits d'émission, Scénario Facteur 4 / Stabilisation 450



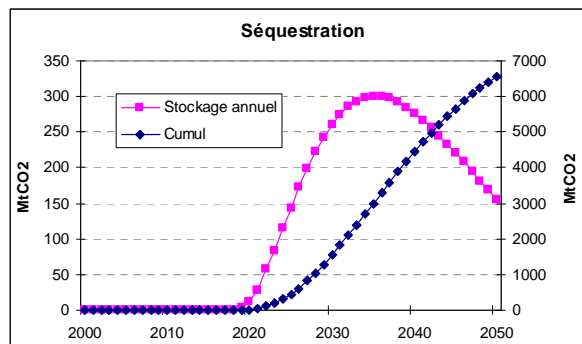
Le premier enseignement de l'exercice global d'encadrement du scénario français apparaît clairement dans la Figure 3 qui présente à gauche les prix dans la projection de référence à droite. Avec le système de projection endogène des prix dans Facteur 4, il apparaît très clairement que le pétrole et le gaz naturel, dont la consommation est fortement contrainte (bien que moins que celle du charbon), cessent de devenir des denrées rares : leur prix n'augmente que très faiblement jusqu'en 2030, alors que la contrainte d'émission ne joue pas encore à plein ; mais il décroît ensuite pour revenir en 2050 au niveau de 2000. Le scénario Facteur 4 est donc un scénario dans lequel, comme il fallait s'y attendre le problème du Peak Oil (Gas) disparaît ...

Figure 3 : prix de l'énergie, Référence et Facteur 4



Le scénario Facteur 4 comprend pourtant des technologies de Capture et Séquestration du Carbone dans le secteur électrique. Comme le montre la Figure 4, les quantités stockées en 2050 sont importantes. Les 60 GtCO₂ correspondent en effet exactement à une année d'émission de la projection de référence, cependant les flux annuels sont décroissants à partir de 2035, accompagnant le recul de la production thermique face aux options sans carbone.

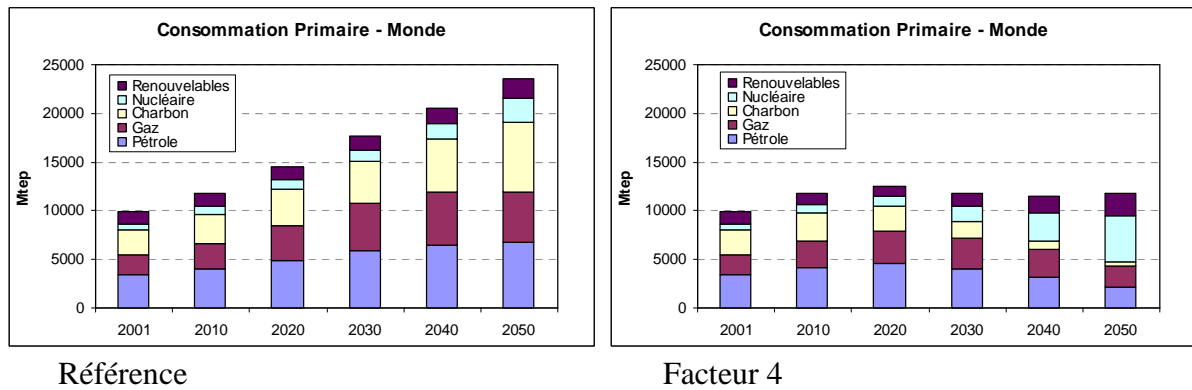
Figure 4 : Flux annuel et stock cumulé de CO₂ séquestré



La consommation primaire mondiale est profondément affectée par le scénario Facteur 4, en niveau et en structure comme l'indique la Figure 5. Au lieu de croître de manière régulière de 10 à 23 Gtep en 2050 dans la référence, augmente jusqu'en 2025 puis décroît légèrement et se stabilise à 12 Gtep de 2030 à 2050. Sur ces 12 gtep les énergies sans carbone, nucléaire et renouvelables, représentent les deux tiers en 2050 soit 8 Gtep.

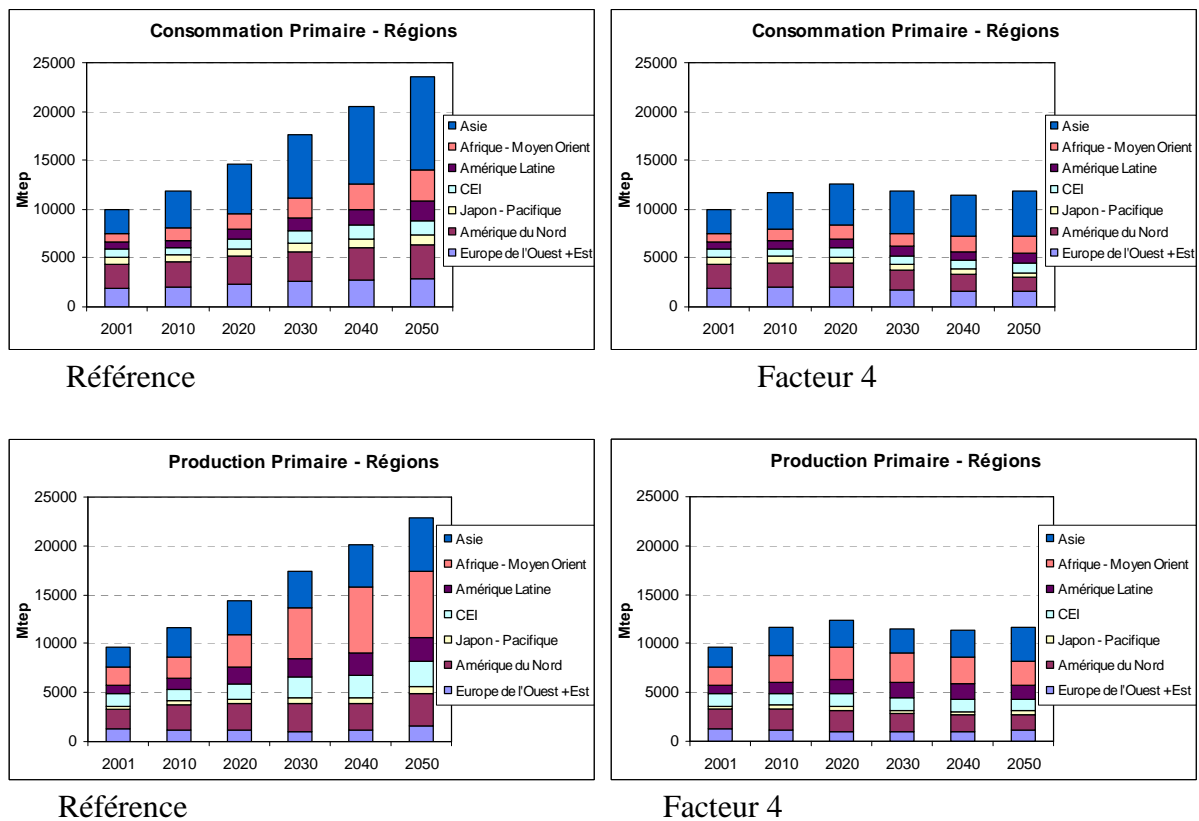
La structure de la consommation par région est en revanche peu affectée par le scénario Facteur 4 : en 2050 les pays en développement représentent les deux tiers e la consommation mondiale, contre 40% aujourd'hui

Figure 5 : Consommation primaire mondiale par source



La structure de la consommation par région est en revanche peu affectée par le scénario Facteur 4 : en 2050 les pays en développement représentent les deux tiers de la consommation mondiale dans les deux cas, contre 40% aujourd'hui.

Figure 6 : Consommation et production primaire mondiale par région



Dans la projection de référence tous les grands secteurs de consommation finale voient leur consommation augmenter, la croissance étant la plus forte dans le secteur résidentiel-tertiaire, puis dans l'industrie, enfin dans les transports. Dans le scénario Facteur 4, la consommation du secteur résidentiel-tertiaire est stabilisée, alors que celles de l'industrie et des transports croissent jusqu'en 2030, puis diminuent jusqu'à atteindre en 2050 des niveaux inférieurs à ceux de 2000.

Figure 7 : Consommations finales par secteur

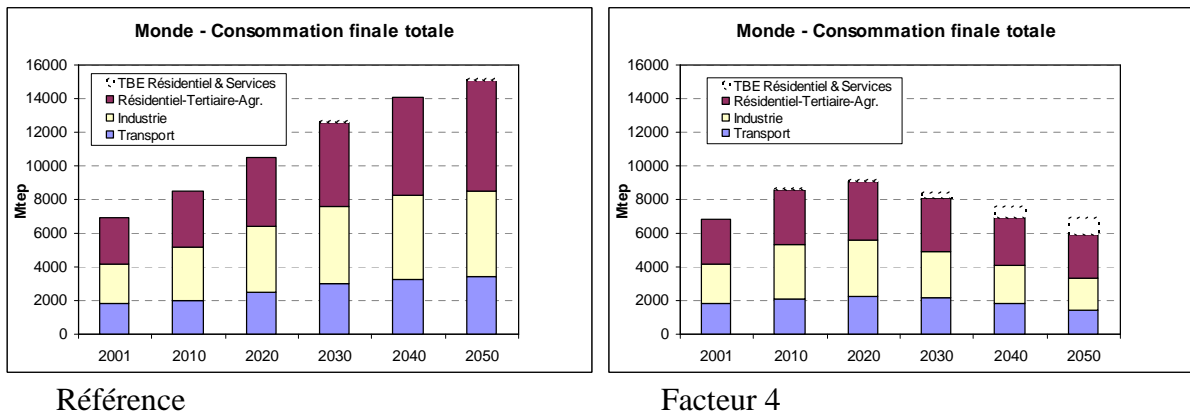


Figure 8 : Consommations finales de combustibles fossiles

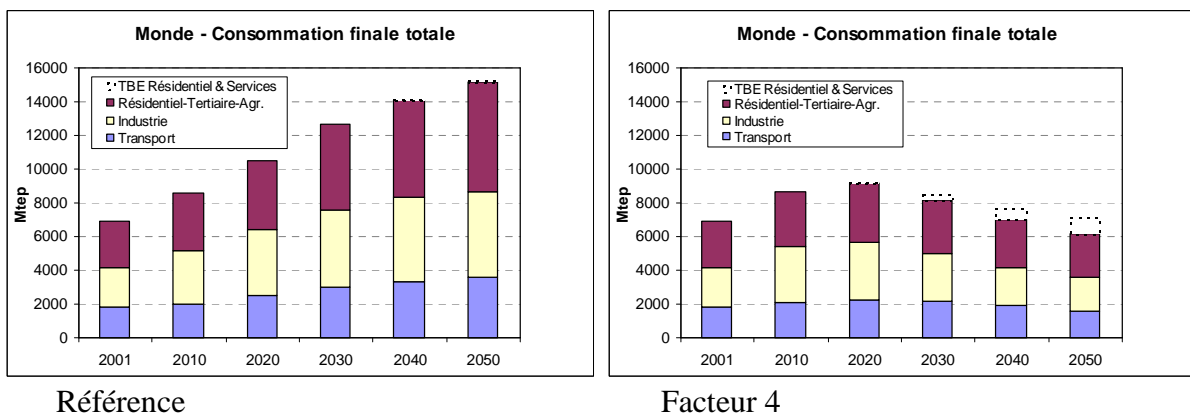
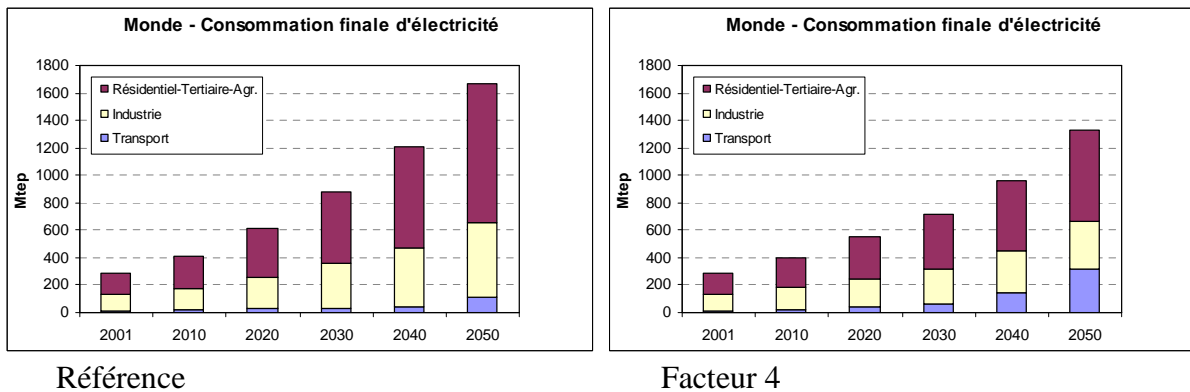
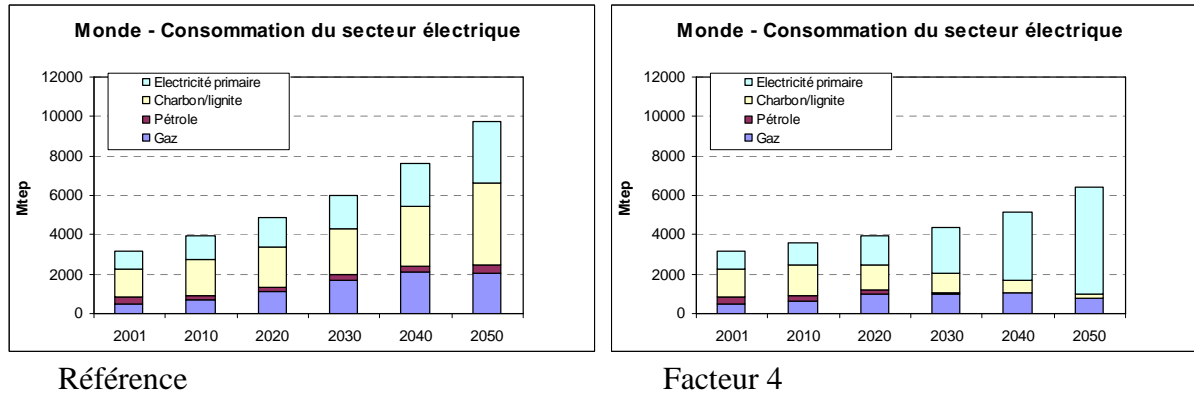


Figure 9 : Consommations finales d'électricité



Dans le scénario de référence, la production mondiale d'électricité repose à hauteur de 30% sur les hydrocarbures (essentiellement gaz), de 40 % sur le charbon et de 30 % sur l'électricité primaire (nucléaire et renouvelable). Les proportions sont totalement bouleversées dans le scénario Facteur 4 avec une sortie quasi-complète du charbon, malgré la possibilité de la séquestration, une légère croissance du gaz naturel. 80 % de la production provient d'électricité primaire sans carbone.

Figure 10 : Production d'électricité par source



Dans la projection de référence les émissions mondiales de CO₂ augmentent régulièrement, de 25 GtCO₂ aujourd'hui jusqu'à 60 GtCO₂ en 2050. Dans Facteur 4 elles culminent peu avant 2030 puis diminuent progressivement jusqu'en 2050, atteignant alors un niveau deux fois moindre qu'aujourd'hui.

Figure 11 : Emissions mondiales de CO₂

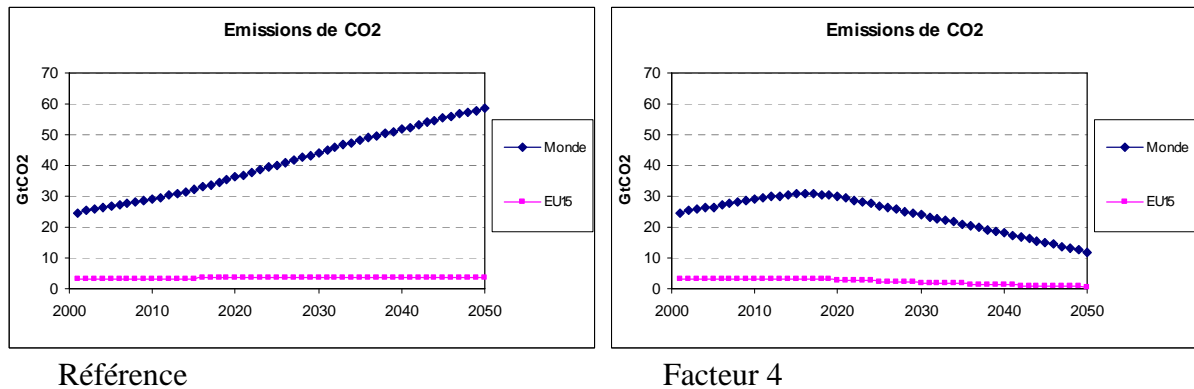


Figure 12 : Emissions de CO₂ par région

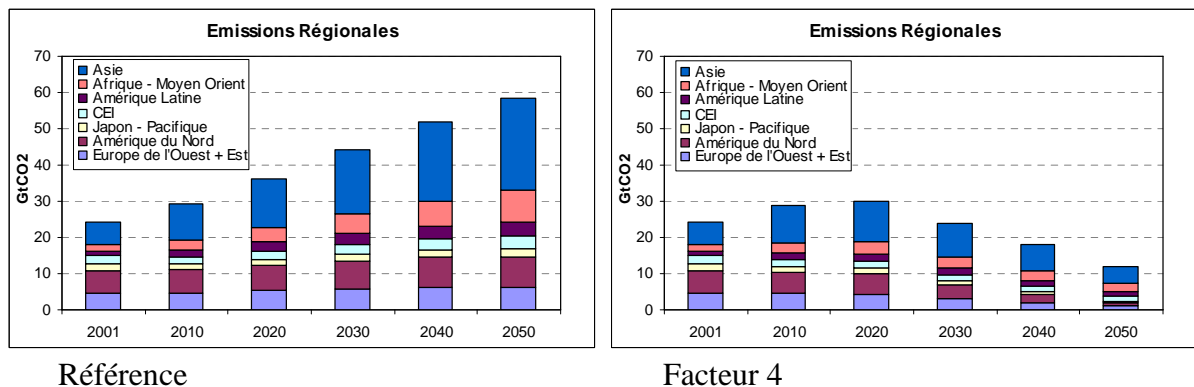
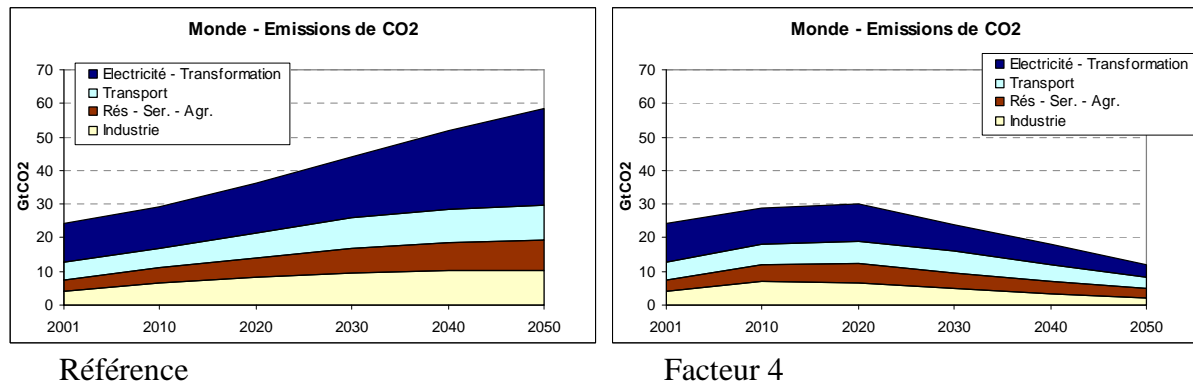


Figure 13 : Emissions de CO2 par secteur

Comme indiqué plus haut (i.e. p 47), la valeur du carbone calculée par le modèle POLES ne doit pas être directement interprétée comme le niveau de la taxe carbone à introduire dans le système énergétique ou comme le prix du système de permis d'émission correspondant. Toute politique environnementale combine en effet différents dispositifs instrumentaux, dont en particulier des instruments économiques et des Politiques et Mesures, de type normes et standards, ou programmes publics en matière de R&D et d'infrastructures. Dans la réalité ces dispositifs instrumentaux se superposent le plus souvent ce qui permet de limiter l'intensité du signal-prix nécessaire pour atteindre un objectif donné. Dans les modèles énergétiques actuels, la mise en œuvre des politiques de réduction d'émission est simulée par l'introduction du seul signal-prix, dans une logique de type « dose-réponse ». La valeur du carbone représente alors le signal qui devrait être fourni aux acteurs économiques *en l'absence de toute autre politique de type norme technique ou programme structurel*.

La valeur du carbone ne constitue alors qu'un indicateur synthétique ou encore une « variable proxy » mesurant la sévérité des scénarios et corrélativement l'intensité de politiques qui dans la réalité devront être déclinées selon différentes modalités d'action. Cette variable proxy assure néanmoins, selon la logique du modèle, des déformations des différentes composantes du système énergétique (demande, transformations, offre) qui sont cohérentes d'un point de vue économique.

Les contraintes carbone qui ont été retenues pour les différentes régions (voir Figure 2) conduisent à distinguer deux ensembles : les pays industrialisés de l'Annexe 1 et les pays en développement. La Figure 14 montre que l'hypothèse retenue de convergence des quotas d'émission par tête à l'horizon 2085 conduit à des valeurs carbone (i.e. des coûts marginaux de réduction) très proches d'un ensemble de pays à l'autre. En 2050, la valeur du carbone est même légèrement plus élevée dans les pays en développement que dans les pays industrialisés. Les conséquences de ce résultat pourraient être explorées plus à fond, on se bornera ici à indiquer que le scénario Facteur 4 n'implique pas d'échanges massifs de permis d'émission entre le groupe des pays industrialisés et le groupe des pays en développement.

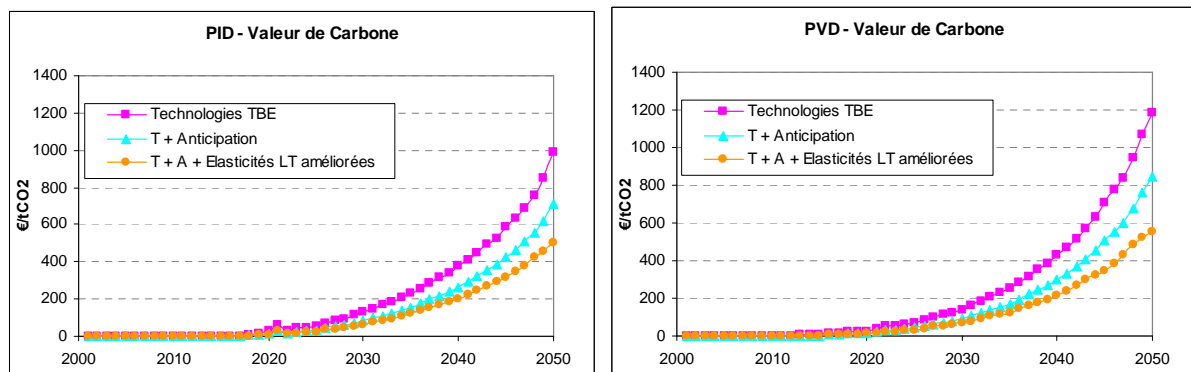
Alors que l'introduction des technologies TBE a permis une sensible réduction de la valeur du carbone initialement obtenue avec le modèle POLES, des tests de sensibilité ont permis d'analyser l'impact de changements dans les hypothèses comportementales des acteurs. En particulier, on a testé :

- L'hypothèse d'une anticipation, par tous les consommateurs de la croissance de la valeur du carbone dans le scénario Facteur 4.

- L'hypothèse d'une augmentation de l'élasticité-prix de la demande afin, en particulier de refléter la contrainte de coefficient budgétaire pour des valeurs élevées du carbone.

Les résultats sont présentés dans la Figure 14 et ils font apparaître une réduction de près de moitié de la valeur du carbone, par rapport à l'hypothèse TBE mais comportements constants.

Figure 14 : Valeurs du carbone pour deux ensembles de région et différents paramètres comportementaux

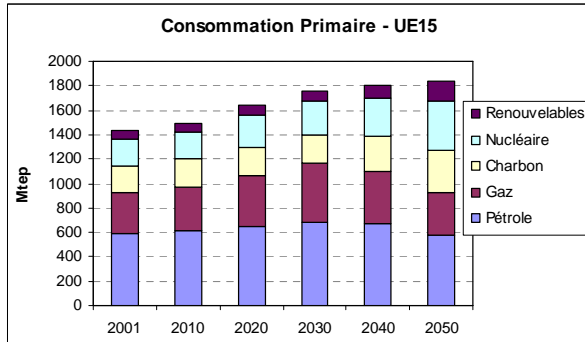


Cet exercice complet ne fournit qu'une première approche de la simulation de scénarios « Stabilisation 450 dans le monde et Facteur 4 dans les pays industrialisés ». Les valeurs du carbone obtenues sont, on l'a vu, dépendantes des hypothèses retenues. Surtout on peut prévoir que les améliorations à venir du modèle entraîneront – du fait d'une meilleure description des changements sectoriels et des marges de flexibilité – une révision à la baisse de la valeur du carbone (cette expérience s'est vérifiée, tout au long de l'histoire du modèle et de ses applications). Il faut donc prendre les valeurs du carbone ainsi obtenues comme une valeur maximum, représentant toujours une variable proxy en l'absence de toute autre politique.

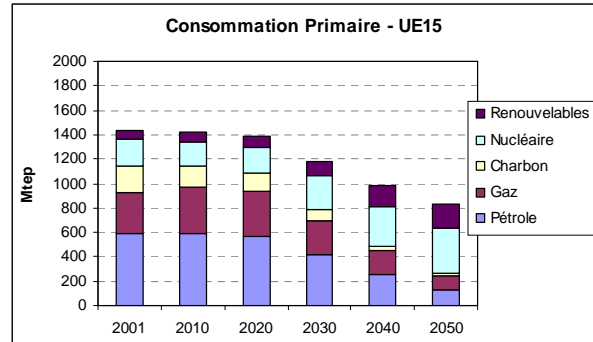
Malgré les précautions à respecter dans l'interprétation des résultats, le modèle POLES n'en fournit pas moins aujourd'hui des éclairages précis sur les scénarios à bas profil d'émission pour l'ensemble du monde. Il permet en particulier de décrire des évolutions cohérentes de la demande, de l'offre et des prix internationaux de l'énergie, comme du bouquet énergétique par région du monde ou encore des réductions d'émission au plan sectoriel.

ANNEXE 1 : Résultats pour l'Europe des 15

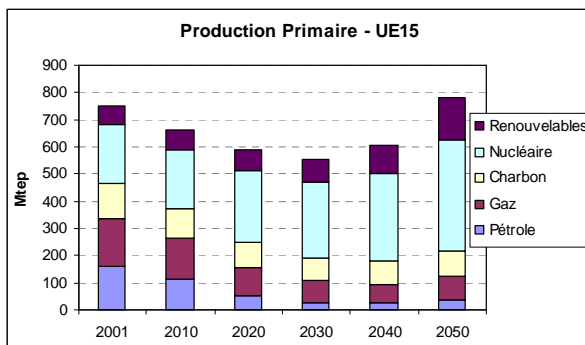
Résultats EU15-1



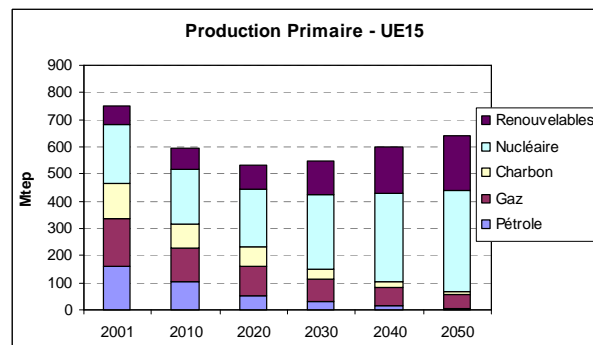
Référence



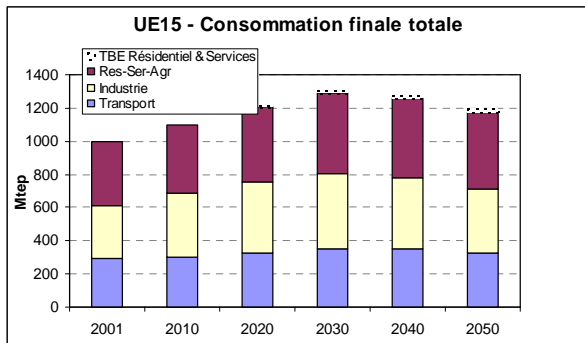
Facteur 4



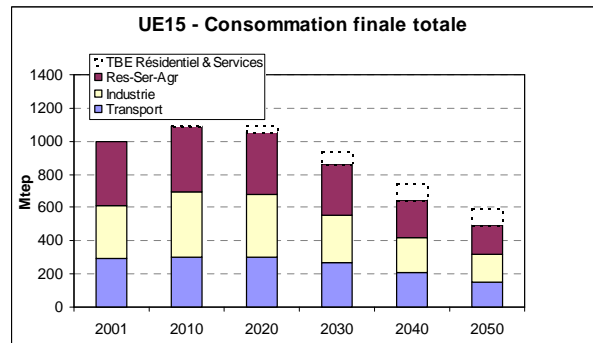
Référence



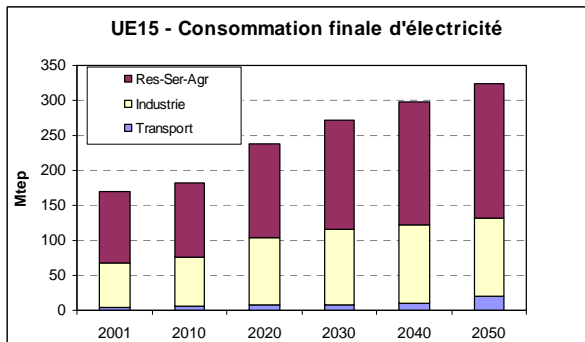
Facteur 4



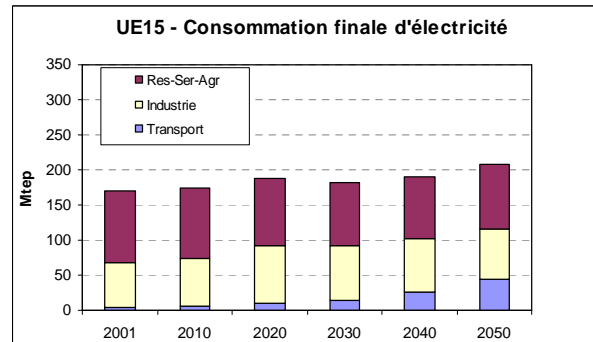
Référence



Facteur 4

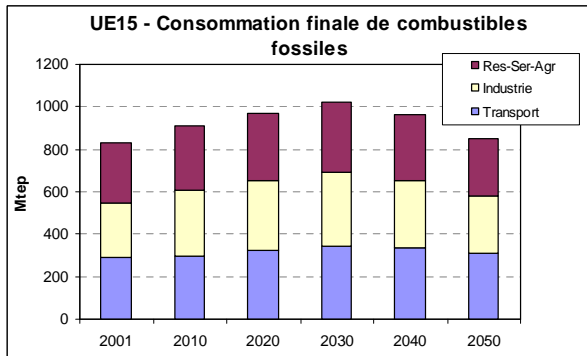


Référence

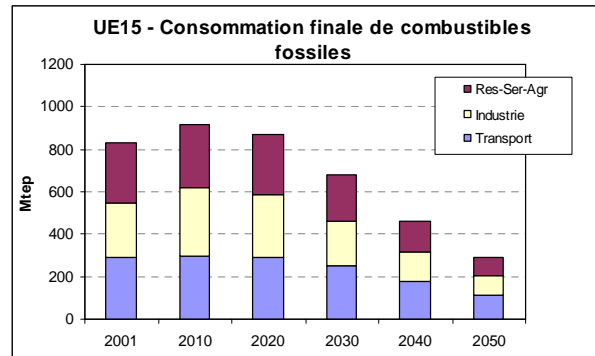


Facteur 4

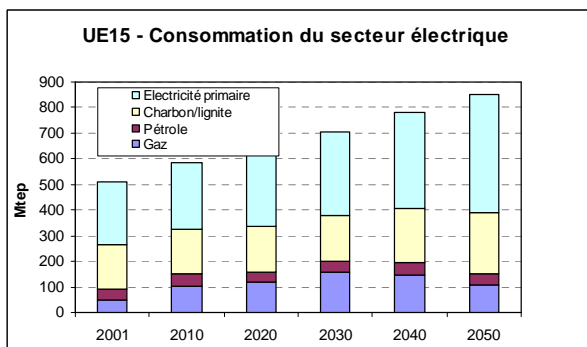
Résultats EU15-2



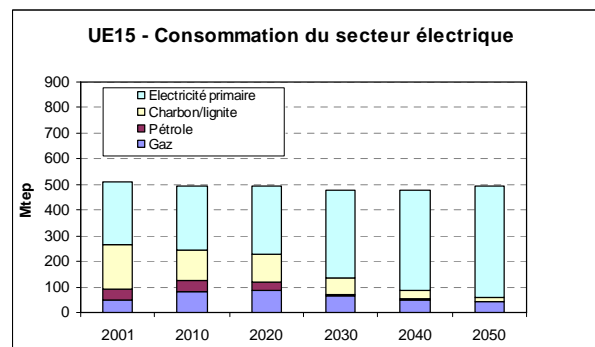
Référence



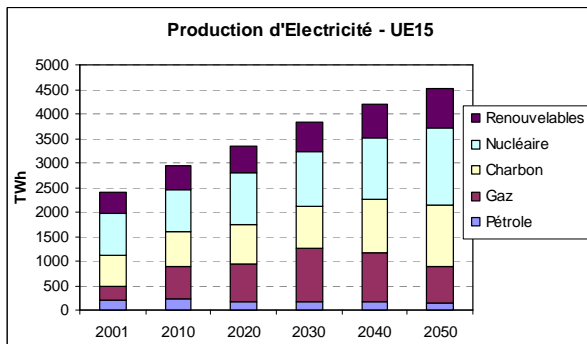
Facteur 4



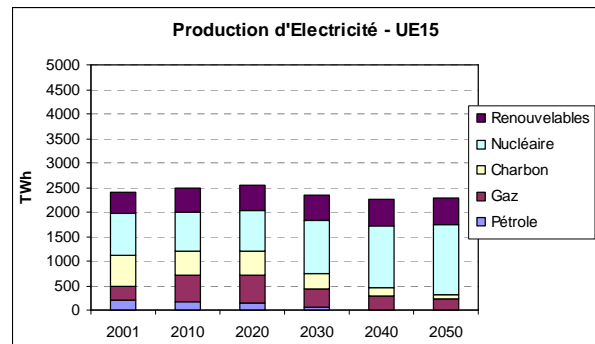
Référence



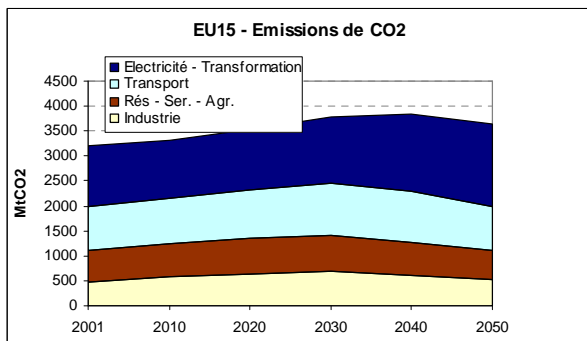
Facteur 4



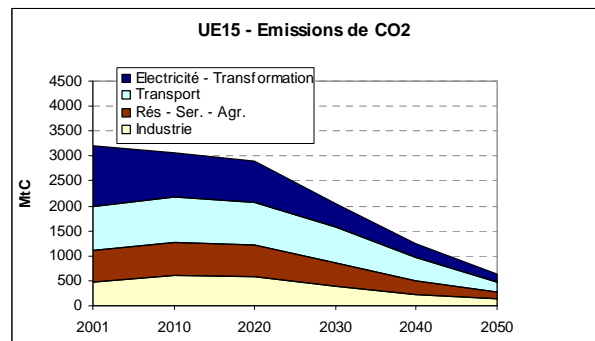
Référence



Facteur 4



Référence



Facteur 4

ANNEXE 2 : Bilans énergétiques simplifiés POLES – Monde – EU15 – France

Monde - Référence

Consommation Primaire (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont :	9968	11812	17686	23523	6.6%	2.0%	1.4%
Pétrole	3480	4026	5908	6696	6.1%	1.9%	0.6%
Gaz	1974	2524	4919	5291	10.7%	3.4%	0.4%
Charbon	2616	3143	4233	7086	5.5%	1.5%	2.6%
Nucléaire	605	798	1178	2437	7.7%	2.0%	3.7%
Renouvelables	1293	1321	1448	2013	1.3%	0.5%	1.7%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	11	33	59	<i>ns</i>	5.8%	3.0%

Consommation finale (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont:	7391	8542	12641	15103	6.1%	2.0%	0.9%
Pétrole	3131	3400	5120	5756	5.6%	2.1%	0.6%
Gaz	1074	1342	2167	2034	8.1%	2.4%	-0.3%
Charbon	863	1240	1774	2267	8.3%	1.8%	1.2%
Electricité	1103	1363	2391	3844	9.0%	2.9%	2.4%
Ren & Ch	1219	1198	1189	1203	-0.2%	0.0%	0.1%
Hydrogene	0	0	0	77	<i>ns</i>	23.0%	42.8%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	11	33	59	<i>ns</i>	5.8%	3.0%
Industrie	2280	3169	4648	5086	8.2%	1.9%	0.5%
Pétrole	737	844	1245	1270	6.0%	2.0%	0.1%
Gaz	454	609	1000	797	9.2%	2.5%	-1.1%
Charbon	468	949	1260	1507	11.6%	1.4%	0.9%
Electricité	430	615	1027	1406	10.2%	2.6%	1.6%
Ren & Ch	191	151	116	107	-5.4%	-1.3%	-0.4%
Transport, dont :	1864	2023	2975	3549	5.3%	1.9%	0.9%
Pétrole	1829	1975	2927	3324	5.4%	2.0%	0.6%
Gaz	0	0	0	12	-18.8%	-4.8%	89.0%
Charbon	7	5	4	2	-6.2%	-2.0%	-1.9%
Electricité	15	21	31	105	8.4%	1.9%	6.4%
Biocarburants	14	21	14	28	-0.3%	-2.1%	3.6%
Hydrogène	0	0	0	77	69.9%	23.0%	42.8%
Rés - Tertiaire - Agri, dont :	2745	3351	5004	6545	6.9%	2.0%	1.4%
Pétrole	479	580	948	1162	7.9%	2.5%	1.0%
Gaz	555	732	1167	1225	8.6%	2.4%	0.2%
Charbon	127	285	511	758	16.8%	3.0%	2.0%
Electricité	565	727	1333	2333	10.0%	3.1%	2.8%
Ren & Ch	1019	1026	1045	1067	0.3%	0.1%	0.1%
MDE	<i>na</i>	11	33	59	<i>ns</i>	5.8%	3.0%

Monde – Facteur 4

Consommation Primaire (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont :	9968	11744	11782	11790	1.9%	0.0%	0.0%
Pétrole	3480	4205	4052	2225	1.7%	-0.2%	-3.0%
Gaz	1974	2757	3075	2111	5.0%	0.5%	-1.9%
Charbon	2616	2847	1730	375	-4.5%	-2.5%	-7.4%
Nucléaire	605	773	1692	4786	12.1%	4.0%	5.3%
Renouvelables	1293	1161	1233	2294	-0.5%	0.3%	3.2%
MDE (Résidentiel - tertiaire)	<i>na</i>	26	270	1000	<i>ns</i>	12.3%	6.8%

Consommation finale (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont:	1001	1089	862	475	-1.6%	-1.2%	-2.9%
Pétrole	508	518	376	114	-3.3%	-1.6%	-5.8%
Gaz	229	282	210	73	-1.0%	-1.5%	-5.2%
Charbon	28	45	21	3	-3.4%	-3.8%	-9.1%
Electricité	178	188	195	225	1.0%	0.2%	0.7%
Ren & Ch	58	56	60	61	0.5%	0.3%	0.1%
Hydrogene	0	0	1	21	153.9%	10.4%	14.8%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	11	74	98	<i>ns</i>	10.2%	1.4%
Industrie	323	388	291	164	-1.1%	-1.4%	-2.8%
Pétrole	126	135	83	24	-4.5%	-2.4%	-6.0%
Gaz	86	116	92	44	0.8%	-1.1%	-3.7%
Charbon	24	43	19	3	-2.4%	-3.9%	-9.0%
Electricité	72	86	92	90	2.7%	0.3%	-0.1%
Ren & Ch	15	9	5	3	-11.9%	-3.4%	-1.9%
Transport, dont :	292	304	266	155	-1.0%	-0.7%	-2.7%
Pétrole	287	290	233	67	-2.3%	-1.1%	-6.0%
Gaz	0	0	0	2	58.6%	13.6%	33.0%
Charbon	0	0	0	0	-2.4%	-0.7%	-0.8%
Electricité	5	8	15	43	13.4%	3.3%	5.6%
Biocarburants	1	6	17	21	37.0%	5.1%	1.0%
Hydrogène	0	0	1	21	153.9%	10.4%	14.8%
Rés - Tertiaire - Agri, dont :	386	396	306	178	-2.5%	-1.3%	-2.7%
Pétrole	96	92	60	23	-5.1%	-2.1%	-4.8%
Gaz	143	166	117	27	-2.2%	-1.7%	-7.2%
Charbon	5	3	2	0	-10.5%	-2.5%	-10.1%
Electricité	101	95	89	92	-1.4%	-0.3%	0.1%
Ren & Ch	42	40	38	37	-1.0%	-0.3%	-0.2%
MDE	<i>na</i>	11	74	98	<i>ns</i>	10.2%	1.4%

UE15 - Référence

Consommation Primaire (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont :	1434	1494	1761	1835	2.3%	0.8%	0.2%
Pétrole	592	612	677	577	1.5%	0.5%	-0.8%
Gaz	337	365	486	343	4.2%	1.5%	-1.7%
Charbon	219	227	238	353	0.9%	0.2%	2.0%
Nucléaire	218	220	278	408	2.8%	1.2%	1.9%
Renouvelables	68	72	82	155	2.1%	0.7%	3.2%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	4	11	20	<i>ns</i>	5.2%	2.8%

Consommation finale (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont:	1001	1094	1293	1161	2.9%	0.8%	-0.5%
Pétrole	508	521	591	499	1.7%	0.6%	-0.8%
Gaz	229	255	310	218	3.5%	1.0%	-1.8%
Charbon	28	51	55	51	7.6%	0.4%	-0.3%
Electricité	178	214	283	337	5.3%	1.4%	0.9%
Ren & Ch	58	54	53	56	-0.8%	-0.1%	0.3%
Hydrogene	0	0	0	15	<i>ns</i>	21.8%	38.4%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	4	11	20	<i>ns</i>	5.2%	2.8%
Industrie	323	381	459	384	4.0%	0.9%	-0.9%
Pétrole	126	134	158	133	2.6%	0.9%	-0.9%
Gaz	86	97	125	74	4.3%	1.3%	-2.6%
Charbon	24	47	51	47	8.9%	0.5%	-0.4%
Electricité	72	93	120	126	5.8%	1.2%	0.2%
Ren & Ch	15	10	6	5	-10.3%	-2.7%	-1.0%
Transport, dont :	292	303	349	326	2.0%	0.7%	-0.3%
Pétrole	287	296	340	289	1.9%	0.7%	-0.8%
Gaz	0	0	0	1	-25.8%	-8.2%	81.5%
Charbon	0	0	0	0	0.0%	0.0%	0.0%
Electricité	5	6	8	19	6.1%	1.2%	4.4%
Biocarburants	1	1	1	2	2.4%	0.5%	1.9%
Hydrogène	0	0	0	15	60.8%	21.8%	38.4%
Rés - Tertiaire - Agri, dont :	386	410	484	466	2.6%	0.8%	-0.2%
Pétrole	96	92	93	78	-0.3%	0.1%	-0.9%
Gaz	143	157	186	143	3.0%	0.8%	-1.3%
Charbon	5	4	4	4	-2.1%	-0.5%	0.2%
Electricité	101	114	155	192	4.9%	1.5%	1.1%
Ren & Ch	42	43	46	50	1.1%	0.4%	0.4%
MDE	<i>na</i>	4	11	20	<i>ns</i>	5.2%	2.8%

UE15 – Facteur 4

Consommation Primaire (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont :	1434	1424	1179	832	-2.2%	-0.9%	-1.7%
Pétrole	592	595	413	123	-3.9%	-1.8%	-5.9%
Gaz	337	375	284	118	-1.9%	-1.4%	-4.3%
Charbon	219	172	85	20	-10.0%	-3.5%	-7.0%
Nucléaire	218	201	276	370	2.7%	1.6%	1.5%
Renouvelables	68	81	121	201	6.6%	2.0%	2.6%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	11	74	98	<i>ns</i>	10.2%	1.4%

Consommation finale (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont:	1001	1089	862	475	-1.6%	-1.2%	-2.9%
Pétrole	508	518	376	114	-3.3%	-1.6%	-5.8%
Gaz	229	282	210	73	-1.0%	-1.5%	-5.2%
Charbon	28	45	21	3	-3.4%	-3.8%	-9.1%
Electricité	178	188	195	225	1.0%	0.2%	0.7%
Ren & Ch	58	56	60	61	0.5%	0.3%	0.1%
Hydrogène	0	0	1	21	153.9%	10.4%	14.8%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	11	74	98	<i>ns</i>	10.2%	1.4%
Industrie	323	388	291	164	-1.1%	-1.4%	-2.8%
Pétrole	126	135	83	24	-4.5%	-2.4%	-6.0%
Gaz	86	116	92	44	0.8%	-1.1%	-3.7%
Charbon	24	43	19	3	-2.4%	-3.9%	-9.0%
Electricité	72	86	92	90	2.7%	0.3%	-0.1%
Ren & Ch	15	9	5	3	-11.9%	-3.4%	-1.9%
Transport, dont :	292	304	266	155	-1.0%	-0.7%	-2.7%
Pétrole	287	290	233	67	-2.3%	-1.1%	-6.0%
Gaz	0	0	0	2	58.6%	13.6%	33.0%
Charbon	0	0	0	0	-2.4%	-0.7%	-0.8%
Electricité	5	8	15	43	13.4%	3.3%	5.6%
Biocarburants	1	6	17	21	37.0%	5.1%	1.0%
Hydrogène	0	0	1	21	153.9%	10.4%	14.8%
Rés - Tertiaire - Agri, dont :	386	396	306	178	-2.5%	-1.3%	-2.7%
Pétrole	96	92	60	23	-5.1%	-2.1%	-4.8%
Gaz	143	166	117	27	-2.2%	-1.7%	-7.2%
Charbon	5	3	2	0	-10.5%	-2.5%	-10.1%
Electricité	101	95	89	92	-1.4%	-0.3%	0.1%
Ren & Ch	42	40	38	37	-1.0%	-0.3%	-0.2%
MDE	<i>na</i>	11	74	98	<i>ns</i>	10.2%	1.4%

France - Référence

Consommation Primaire (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont :	259	273	323	344	0.6%	0.8%	0.3%
Pétrole	94	101	125	125	0.8%	1.1%	0.0%
Gaz	37	38	69	48	0.4%	3.0%	-1.8%
Charbon	12	9	9	14	-3.3%	-0.3%	2.6%
Nucléaire	100	109	99	126	1.0%	-0.5%	1.2%
Renouvelables	16	16	21	31	0.2%	1.4%	2.0%
MDE (Résidentiel - tertiaire)	<i>na</i>	1	3	4	<i>ns</i>	4.1%	2.1%

Consommation Finale	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont:	167	186	230	222	1.1%	1.1%	-0.2%
Pétrole	88	95	115	110	0.8%	1.0%	-0.2%
Gaz	33	38	50	34	1.4%	1.4%	-1.9%
Charbon	4	6	7	7	4.9%	0.5%	0.1%
Electricité	32	36	47	59	1.5%	1.3%	1.1%
Ren & Ch	9	10	11	12	2.5%	0.5%	0.6%
Hydrogène	0	0	0	3	11.3%	22.5%	39.3%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	1	3	4	<i>ns</i>	4.1%	2.1%
Industrie, dont :	50	55	75	69	1.3%	1.5%	-0.4%
Pétrole	21	23	31	30	0.8%	1.6%	-0.1%
Gaz	14	15	22	16	0.8%	2.0%	-1.7%
Charbon	4	6	6	7	5.6%	0.3%	0.4%
Electricité	11	12	15	17	1.2%	1.2%	0.4%
Ren & Ch	0	0	0	0	-6.7%	-6.7%	-6.7%
Transport, dont :	50	57	74	79	1.6%	1.3%	0.4%
Pétrole	48	55	71	71	1.4%	1.3%	0.0%
Gaz	0	0	0	0	-10.4%	-7.0%	87.8%
Charbon	0	0	0	0	0.0%	0.0%	0.0%
Electricité	1	2	3	6	7.5%	1.5%	3.8%
Biocarburants	0	0	0	0	28.5%	0.7%	0.9%
Hydrogène	0	0	0	3	11.3%	22.5%	39.3%
Rés - Tertiaire - Agri, dont :	68	73	82	76	0.7%	0.6%	-0.4%
Pétrole	19	17	13	9	-1.0%	-1.3%	-1.9%
Gaz	20	23	29	18	1.8%	1.0%	-2.2%
Charbon	1	1	1	1	-0.7%	2.4%	-2.1%
Electricité	20	22	29	37	1.2%	1.3%	1.2%
Ren & Ch	9	9	11	12	0.4%	0.5%	0.6%
MDE	<i>na</i>	1	3	4	<i>ns</i>	4.1%	2.1%

France – Facteur 4

Consommation Primaire (Mtep)	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont :	259	265	245	194	0.3%	-0.4%	-1.2%
Pétrole	94	106	87	35	1.4%	-1.0%	-4.4%
Gaz	37	43	34	12	1.9%	-1.2%	-5.3%
Charbon	12	6	4	1	-7.2%	-2.6%	-8.3%
Nucléaire	100	91	92	109	-1.1%	0.1%	0.8%
Renouvelables	16	19	27	38	2.0%	1.9%	1.6%
MDE (Résidentiel - tertiaire)	<i>na</i>	4	18	20	<i>ns</i>	8.4%	0.7%

Consommation Finale	2001	2010	2030	2050	tca 2001-2010	tca 2010-2030	tca 2030-2050
Total, dont:	167	192	170	115.6	1.6%	-0.6%	-1.9%
Pétrole	88	100	81	32.7	1.4%	-1.0%	-4.4%
Gaz	33	44	35	11.6	3.2%	-1.2%	-5.3%
Charbon	4	5	3	0.5	2.9%	-2.4%	-9.0%
Electricité	32	31	36	49.1	-0.3%	0.8%	1.5%
Ren & Ch	9	12	14	16.3	2.5%	1.0%	0.6%
Hydrogène	0	0	0	5.4	66.3%	11.2%	15.7%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	4	18	20.4	<i>ns</i>	8.4%	0.7%
Industrie, dont :	50	61	52	33.4	2.3%	-0.8%	-2.2%
Pétrole	21	26	19	6.3	2.4%	-1.7%	-5.3%
Gaz	14	18	17	10.0	3.1%	-0.3%	-2.6%
Charbon	4	5	3	0.5	3.6%	-2.9%	-8.3%
Electricité	11	12	14	16.6	0.8%	0.9%	0.8%
Ren & Ch	0	0	0	0.0	-6.7%	-6.7%	-6.7%
Transport, dont :	50	60	63	45.8	2.2%	0.2%	-1.6%
Pétrole	48	56	55	22.67	1.5%	-0.1%	-4.3%
Gaz	0	0	0	0.64	32.1%	14.5%	34.5%
Charbon	0	0	0	0.00	-0.7%	-0.7%	-0.8%
Electricité	1	2	4	12.64	9.0%	3.2%	5.8%
Biocarburants	0	2	4	4.36	60.7%	2.8%	0.6%
Hydrogène	0	0	0	5.44	66.3%	11.2%	15.7%
Rés - Tertiaire - Agri, dont :	68	71	55	36.5	0.5%	-1.3%	-2.0%
Pétrole	19	18	8	3.7	-0.4%	-4.1%	-3.7%
Gaz	20	26	18	1.0	3.2%	-1.9%	-13.5%
Charbon	1	0	0	0.0	-3.3%	1.1%	-18.9%
Electricité	20	17	18	19.9	-1.7%	0.3%	0.5%
Ren & Ch	9	9	11	11.9	0.4%	0.5%	0.6%
MDE	<i>na</i>	4	18	20.4	<i>ns</i>	8.4%	0.7%

Comparaisons : Facteur 4 / Référence

Monde

Consommation Primaire (Mtep)	2001	2010	2030	2050
Total, dont :	0%	-1%	-33%	-50%
Pétrole	0%	4%	-31%	-67%
Gaz	0%	9%	-37%	-60%
Charbon	0%	-9%	-59%	-95%
Nucléaire	0%	-3%	44%	96%
Renouvelables	0%	-12%	-15%	14%
MDE (Résidentiel - tertiaire)	<i>na</i>	151%	729%	1605%

Consommation finale (Mtep)	2001	2010	2030	2050
Total, dont:	0%	1%	-35%	-60%
Pétrole	0%	5%	-30%	-65%
Gaz	0%	17%	-33%	-58%
Charbon	0%	-1%	-61%	-92%
Electricité	0%	-7%	-26%	-36%
Ren & Ch	0%	-16%	-41%	-56%
Hydrogen	0%	62889%	10323%	90%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	151%	729%	1605%
Industrie	0%	4%	-40%	-61%
Pétrole	0%	8%	-38%	-72%
Gaz	0%	22%	-29%	-37%
Charbon	0%	-4%	-64%	-92%
Electricité	0%	-4%	-25%	-33%
Ren & Ch	0%	-6%	-21%	-35%
Transport, dont :	0%	3%	-26%	-54%
Pétrole	0%	2%	-30%	-68%
Gaz	0%	2416%	121286%	56%
Charbon	0%	-9%	-26%	-39%
Electricité	0%	21%	112%	197%
Biocarburants	0%	64%	410%	197%
Hydrogène	0%	62889%	10323%	90%
Rés - Tertiaire - Agri, dont :	0%	-3%	-36%	-61%
Pétrole	0%	12%	-20%	-50%
Gaz	0%	12%	-36%	-73%
Charbon	0%	10%	-54%	-93%
Electricité	0%	-10%	-30%	-47%
Ren & Ch	0%	-19%	-48%	-65%
MDE	<i>na</i>	151%	729%	1605%

Europe

Consommation Primaire (Mtep)	2001	2010	2030	2050
Total, dont :	0%	-5%	-33%	-55%
Pétrole	0%	-3%	-39%	-79%
Gaz	0%	3%	-42%	-66%
Charbon	0%	-24%	-64%	-94%
Nucléaire	0%	-8%	-1%	-9%
Renouvelables	0%	13%	48%	30%
MDE (Résidentiel - tertiaire)	<i>na</i>	154%	549%	392%

Consommation finale (Mtep)	2001	2010	2030	2050
Total, dont:	0%	-1%	-33%	-59%
Pétrole	0%	-1%	-36%	-77%
Gaz	0%	11%	-32%	-67%
Charbon	0%	-11%	-62%	-94%
Electricité	0%	-12%	-31%	-33%
Ren & Ch	0%	5%	13%	8%
Hydrogene	0%	43483%	6007%	44%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	154%	549%	392%
Industrie	0%	2%	-37%	-57%
Pétrole	0%	1%	-47%	-82%
Gaz	0%	19%	-26%	-41%
Charbon	0%	-9%	-63%	-94%
Electricité	0%	-8%	-23%	-28%
Ren & Ch	0%	-3%	-16%	-30%
Transport, dont :	0%	0%	-24%	-52%
Pétrole	0%	-2%	-31%	-77%
Gaz	0%	1207%	93173%	86%
Charbon	0%	-7%	-20%	-31%
Electricité	0%	20%	83%	128%
Biocarburants	0%	463%	1274%	1051%
Hydrogène	0%	43483%	6007%	44%
Rés - Tertiaire - Agri, dont :	0%	-3%	-37%	-62%
Pétrole	0%	1%	-36%	-71%
Gaz	0%	5%	-37%	-81%
Charbon	0%	-32%	-55%	-95%
Electricité	0%	-17%	-43%	-52%
Ren & Ch	0%	-6%	-18%	-27%
MDE	<i>na</i>	154%	549%	392%

France

Consommation Primaire (Mtep)	2001	2010	2030	2050
Total, dont :	0%	-3%	-24%	-44%
Pétrole	0%	5%	-30%	-72%
Gaz	0%	14%	-50%	-76%
Charbon	0%	-31%	-57%	-95%
Nucléaire	0%	-17%	-7%	-14%
Renouvelables	0%	17%	31%	21%
MDE (Résidentiel - tertiaire)	<i>na</i>	213%	605%	435%

Consommation finale (Mtep)	2001	2010	2030	2050
Total, dont:	0%	4%	-26%	-48%
Pétrole	0%	5%	-29%	-70%
Gaz	0%	17%	-31%	-66%
Charbon	0%	-16%	-54%	-93%
Electricité	0%	-15%	-23%	-16%
Ren & Ch	0%	19%	32%	32%
Hydrogen	<i>ns</i>	58385%	8231%	105%
MDE (Résidentiel - Tertiaire)	<i>na</i>	213%	605%	435%
Industrie	0%	10%	-30%	-52%
Pétrole	0%	15%	-40%	-79%
Gaz	0%	23%	-23%	-36%
Charbon	0%	-16%	-56%	-93%
Electricité	0%	-3%	-9%	0%
Ren & Ch	0%	0%	0%	0%
Transport, dont :	0%	5%	-15%	-42%
Pétrole	0%	1%	-23%	-68%
Gaz	0%	3181%	207360%	161%
Charbon	0%	-6%	-19%	-30%
Electricité	0%	13%	57%	130%
Biocarburants	0%	652%	1049%	990%
Hydrogène	0%	58385%	8231%	105%
Rés - Tertiaire - Agri, dont :	0%	-2%	-33%	-52%
Pétrole	0%	6%	-40%	-58%
Gaz	0%	13%	-38%	-95%
Charbon	0%	-21%	-39%	-99%
Electricité	0%	-24%	-37%	-46%
Ren & Ch	0%	0%	0%	0%
MDE	<i>na</i>	213%	605%	435%