



HAL
open science

Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français

Edi Assoumou

► **To cite this version:**

Edi Assoumou. Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français. Sciences de l'Homme et Société. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2006. Français. NNT : 2006ENMP1423 . pastel-00002752

HAL Id: pastel-00002752

<https://pastel.hal.science/pastel-00002752>

Submitted on 30 Jul 2007

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



MINES PARIS

Collège doctoral

THESE

Pour obtenir le grade de

Docteur de l'Ecole des Mines de Paris

Spécialité « Economie et Finance »

Edi ASSOUMOU

Soutenue publiquement le 22 Juin 2006

***MODELISATION MARKAL POUR LA PLANIFICATION
ENERGETIQUE LONG TERME DANS LE CONTEXTE
FRANCAIS***

Directeurs de thèse : Nadia MAÏZI, Jacques PERCEBOIS

Jury :

Pierre Noël GIRAUD.....	Président
Katheline SCHUBERT	Rapporteur
Richard LOULOU	Rapporteur
Jean Eudes MONCOMBLE	Examineur
Nadia MAÏZI	Examineur
Jacques PERCEBOIS	Examineur
Denise VAN REGEMORTER	Invité

Remerciements

Cette thèse s'est déroulée au Centre de Mathématiques Appliquées (CMA) de l'Ecole des Mines de Paris à Sophia-Antipolis. Je souhaite remercier en tout premier lieu Madame Nadia Maïzi, directrice de ce centre et directrice de ma thèse pour ses conseils, son soutien, sa patience, la confiance qu'elle m'a témoignée dans la conduite de mes recherches et pour m'avoir accueilli dans les meilleures conditions au sein du CMA.

Je remercie aussi mon deuxième directeur de thèse, Monsieur Jacques Percebois, directeur du Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie pour ses conseils et pour mes premiers cours d'économie de l'énergie à qui mon intérêt pour les problématiques économiques de l'énergie doit beaucoup.

Je tiens aussi à remercier les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail. Je remercie Monsieur Pierre Noël Giraud, professeur d'économie à l'Ecole des mines de Paris, qui m'a fait l'honneur de présider mon jury de thèse.

Je remercie également Madame Katheline Schubert professeur d'économie à l'Université Paris I et Monsieur Richard Loulou professeur émérite de l'Université de Mac Gill pour avoir accepté la responsabilité de rapporteurs de ma thèse, et pour le temps consacré à cette tâche.

Je remercie aussi Monsieur Jean Eudes Moncomble, secrétaire général du Conseil Français de l'Energie d'avoir accepté d'être membre de mon jury. Ce travail a bénéficié du soutien financier de l'institution qu'il représente et à qui j'exprime ici ma gratitude.

Je remercie aussi spécialement Madame Denise Van Regemorter de l'Université Catholique de Leuven (KUL) pour son accueil chaleureux pendant les trois mois et demi que j'ai passé dans le département d'économie de la KUL, pour nos nombreux échanges sur la modélisation technologique et pour avoir accepté d'être membre de mon jury.

Je tiens aussi à dire un grand merci à l'ensemble des membres du CMA, permanents, doctorants et stagiaires pour leur bonne humeur et pour leur sympathie qui ont fait de ces années une expérience agréable.

Je voudrais exprimer en particulier ma gratitude à Gilles Guerassimoff et son don pour littéralement « dissoudre » les problèmes informatiques ainsi qu'à Marc Bordier pour

leurs conseils et leurs remarques sur mon travail, l'oreille toujours attentive qu'ils m'ont prêtée et pour bien plus encore.

Merci à Dominique pour son aide et sa patience avec tous les aspects administratifs, et à Valérie pour la relecture minutieuse de mon manuscrit. Merci aussi en particulier aux « anciens » doctorants Hatem et Damiana, qui arrivent eux aussi en fin de thèse. Merci pour les débats mémorables que nous avons pu avoir sur des sujets divers et variés pendant ces années. Je vous souhaite de tout cœur le meilleur pour vos futures carrières. Aux « nouveaux », Jan, Hacène, Lionel et Joris, bon courage.

Enfin je tiens aussi à exprimer mes plus vifs remerciements à plusieurs personnes extérieures au CMA qui ont contribué par leur soutien à ce travail.

Pour les tranches de vie partagées depuis une période antérieure à cette thèse, merci à Farouk mon ami et frère. Merci aussi à tous ceux, dans mon pays et ici, que je ne peux citer nommément mais dont l'amitié et le soutien m'ont été chers.

J'aimerais aussi remercier tout particulièrement ma famille pour l'amour et le soutien inconditionnelle qu'elle me témoigne depuis toujours. Merci à ma mère, à mes frères Herman, Serge et Christian, et aussi à mon père qui n'a pu voir la fin de ce travail.

Pour finir, mille merci à Jessica pour son amour, son soutien, sa patience et pour notre fille. Qu'elle trouve dans ces quelques mots l'expression de ma plus grande gratitude et affection.

A Eyua Mae,

A Jessica,

A ma mère.

TABLE DES MATIERES

I. INTRODUCTION.....	5
1. L'EVOLUTION DU CONTEXTE ENERGETIQUE.....	5
2. LE RECOURS A LA MODELISATION PROSPECTIVE.....	6
3. L'ENERGIE ELECTRIQUE.....	7
4. ORGANISATION DU DOCUMENT	8
5. CONTRIBUTIONS	9
II. PROSPECTIVE ENERGETIQUE ET MODELISATION.....	11
1. CADRE DE L'ANALYSE ENERGETIQUE	12
2. LES GRANDES FAMILLES DE MODELES	15
2.1. <i>Les modèles économiques et l'approche descendante (Top down)</i>	17
2.2. <i>Les modèles technologiques et l'approche ascendante (Bottom-Up)</i>	17
2.3. <i>Les modèles IAM (Integrated Assesment Models) : approche climatique</i>	18
2.4. <i>Modèles existants et catégories de modèles</i>	20
3. LE MODELE MARKAL.....	22
3.1. <i>Un générateur flexible de représentations du système énergétique</i>	23
3.2. <i>Un modèle d'optimisation</i>	25
3.3. <i>Equivalence économique</i>	30
3.4. <i>La famille de modèles MARKAL</i>	32
4. CONCLUSION.....	34
III. LIMITES DE LA MODELISATION PROSPECTIVE DES SYSTEMES ELECTRIQUES	35
1. LE BESOIN DE FLEXIBILITE DES SYSTEMES ELECTRIQUES REELS	36
1.1. <i>Variation de la consommation et de la production</i>	36
1.2. <i>Gestion des déséquilibres sur le réseau</i>	38
2. LIMITES DE LA MODELISATION PROSPECTIVE	39
2.1. <i>Illustration par la planification du RTE dans le cadre de la PPI</i>	39
2.2. <i>Les modèles de prospective sur le long terme</i>	42
IV. MODELE MARKAL DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS	45
1. HYPOTHESES DE DESCRIPTION DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS EN 2000	45
1.1. <i>Le parc de production existant</i>	45
1.2. <i>Coûts d'exploitation et de maintenance du parc existant</i>	54
1.3. <i>Le réseau électrique en 2000: pertes et interconnexions</i>	55
1.4. <i>Options techniques pour l'approvisionnement futur</i>	57
2. STRUCTURE DU MODELE DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS.....	59
2.1. <i>Hypothèses générales du modèle électrique</i>	60
2.3. <i>Représentation des technologies d'offre</i>	64
2.4. <i>Vecteurs énergétiques</i>	72
2.5. <i>Cohérence des résultats de production électrique en 2000</i>	75
3. RESULTATS DE SIMULATIONS.....	76
3.1. <i>Description du scénario simulé</i>	77
3.2. <i>Résultats</i>	79
4. DISCUSSION CONCLUSIVE	84
V. AMELIORATION DE LA FLEXIBILITE GLOBALE DU MODELE ELECTRIQUE	85
1. ANALYSE DE LA REPRESENTATION MARKAL DE LA FLEXIBILITE	85
1.1. <i>Découpage temporel et représentation de la demande électrique</i>	86
1.2. <i>Equilibre en énergie et dimensionnement en puissance</i>	88
1.3. <i>Contraintes de réserve, dimensionnement en puissance et intermittence</i>	91
2. VOIES D'AMELIORATION DE LA REPRESENTATION MARKAL	92

2.1. Découpage temporel plus fin : approche du modèle MARKAL-TIMES.....	93
2.2. Modélisation par contraintes : Liaison forte entre besoin de flexibilité et participation à l'équilibre en énergie.....	94
3. FLEXIBILITE DES MODES DE FONCTIONNEMENT DU PARC	95
3.1. Segments de compétition et contraintes de production	95
3.2. Représentation flexible des technologies de production	98
3.3. Simulations et résultats.....	103
4. MODELISATION DE L'EOLIEN ET DE SON IMPACT	109
4.1. Formulations alternatives des impacts de la production éolienne	110
4.2. Implémentation	111
4.3. Simulations et résultats.....	113
5. CONCLUSION.....	119
VI. MODELISATION DU SECTEUR ELECTRIQUE OUEST EUROPEEN	121
1. LA ZONE ELECTRIQUE OUEST-EUROPEENNE.....	122
1.1. Structures globales de la production électrique des pays considérés	123
1.2. Capacités de production nucléaire	125
1.3. Capacités de production hydraulique	129
1.4. Capacités de production thermique	130
1.5. Production d'origine renouvelable.....	132
1.6. Interconnexions et échanges d'électricité	133
2. STRUCTURE DU MODELE EUROPEEN.....	135
2.1. Hypothèses générales du modèle	137
2.2. Nomenclature	140
2.3. Représentation des technologies d'offre.....	143
3. SIMULATIONS ET PERFORMANCES DU MODELE.....	146
3.1. Description du scénario simulé	146
3.2. Résultats	148
4. CONCLUSION.....	152
VII. MODELISATION DU SYSTEME ENERGETIQUE FRANCAIS.....	155
1. ARCHITECTURE DU MODELE	156
1.1. Catégories de demande	156
1.2. Vecteurs énergétiques et filières d'offre d'énergie	157
1.3. Emissions	158
2. DESCRIPTION TECHNOLOGIQUE DU SYSTEME ENERGETIQUE	159
2.1. Modélisation des secteurs : résidentiel, tertiaire et transport	159
2.2. Modélisation du secteur industriel.....	160
2.3. Modélisation du secteur agricole.....	166
2.4. Modélisation des réseaux de chaleur et de la cogénération.....	166
3. CARACTERISATION DE L'ANNEE 2000	167
3.1. Caractérisation du stock existant	167
3.2. Evolution future des stocks existants	168
4. CONCLUSIONS.....	170
VIII. EXEMPLES DE SIMULATIONS : SCENARIOS PROSPECTIFS POUR LE SECTEUR ELECTRIQUE.....	171
1. SCENARIOS DE DEPLOIEMENT DES CENTRALES NUCLEAIRES DE TYPE EPR	172
1.1. Description des scénarios.....	172
1.2. Résultats de simulation	173
2. COUTS D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL	176
2.1. Description des scénarios.....	176
2.2. Résultats de simulation	176
3. EFFET D'UNE TAXE SUR LE CO2 EMIS.....	179
3.1. Description des scénarios.....	179
3.2. Résultats de simulation	180
4. CONCLUSION.....	182

IX. CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES.....	183
BIBLIOGRAPHIE.....	187
INDEX DES ILLUSTRATIONS.....	195
INDEX DES FIGURES.....	197
INDEX DES TABLEAUX.....	200
ANNEXES.....	202
ANNEXE A : FAMILLES ET SOUS FAMILLES DE MODELES PROSPECTIFS.....	203
1. LES MODELES ECONOMIQUES ET L'APPROCHE DESCENDANTE (TOP DOWN)	203
2. LES MODELES TECHNOLOGIQUES ET L'APPROCHE ASCENDANTE (BOTTOM-UP).....	206
3. LES MODELES IAM : APPROCHE CLIMATIQUE.....	208
ANNEXE B : METHODE DE CALCUL DU LOLE.....	211
ANNEXE C : LE TAUX D'ACTUALISATION.....	213
ANNEXE D : STRUCTURE DU MODELE ELECTRIQUE EUROPEEN.....	219

CHAPITRE 1

I. INTRODUCTION

Comme la plupart des pays industrialisés, la France a bénéficié pendant la dernière décennie d'une énergie abondante et bon marché. Cette situation favorable s'explique pour la France par la politique énergétique mise en place au lendemain du premier choc pétrolier en 1973, et par le retour des cours internationaux du pétrole à des niveaux relativement bas à la suite du contrechoc de 1986. Aujourd'hui, 30 ans après le lancement d'un programme nucléaire de grande envergure qui fait encore référence, les problématiques énergétiques se sont largement enrichies et complexifiées sous l'action conjuguée, de pressions sur l'offre, sur la demande, et surtout sur l'environnement. La donne énergétique mondiale a profondément évolué et les nombreuses publications et débats sur l'avenir énergétique mondial et les choix futurs de la France, contribuent à réaffirmer le caractère stratégique de l'énergie et l'importance d'une vision long terme et volontariste de politique énergétique.

1. L'évolution du contexte énergétique

Un bref rappel historique permet de situer la portée des enjeux actuels. Comme le rappelle le livre blanc français sur les énergies [1], la politique énergétique française a connu 3 grandes périodes marquées par des préoccupations énergétiques claires et d'ordre national : « Les années 50 ont été marquées par le souci d'une énergie nationale et abondante : charbon et hydroélectricité, les années 60 par la recherche d'une énergie à meilleur marché : le pétrole. Les crises pétrolières des années 70 ont conduit à privilégier davantage l'indépendance stratégique et le rééquilibrage de notre balance commerciale ».

La situation actuelle présente à cet égard une toute autre difficulté. Elle est marquée à l'échelle internationale par :

- ❖ L'augmentation de la demande mondiale et la rivalité croissante entre Etats pour l'accès à l'énergie. La Chine, l'Inde et l'Afrique consomment aujourd'hui près de 20% [2] de l'énergie consommée dans le monde. Du fait de la croissance de la demande dans ces régions et surtout en Asie, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) prévoit une augmentation de 60% de la demande mondiale d'ici 30 ans.

- ❖ Une compétition industrielle renforcée à l'échelle de la planète qui milite en faveur d'une énergie à bas prix et à un usage sensible de la taxation comme levier ;

- ❖ L'épuisement des réserves fossiles et leur concentration géographique dans les pays du moyen orient ;

- ❖ La réalité de l'effet de serre et son caractère planétaire qui impliquent un énorme effort de coordination des actions à l'échelle internationale. Le protocole de Kyoto en est la première étape ; la stabilisation nécessaire des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère nécessitera, par rapport à la situation actuelle, des efforts bien plus importants de la part des pays développés.

Les moyens de contrôle et d'action de la puissance publique sont aussi modifiés par l'ouverture des marchés de l'énergie et une plus grande réticence des populations à la construction de nouveaux grands ouvrages : raffineries, centrales électriques, extension du réseau électrique, infrastructure de transport. Les axes traditionnels de la politique énergétique se trouvent donc renforcés et étendus à de nouvelles problématiques alors que, au même moment, les conséquences environnementales et économiques, voire politiques de choix inappropriés s'aggravent.

2. Le recours à la modélisation prospective

Dans ce cadre et pour éclairer les choix, les modèles de prospective énergétique constituent une aide précieuse à la décision. Ils permettent d'évaluer sur le long terme plusieurs scénarios possibles d'évolution du système énergétique. L'évolution des connaissances et des puissances de calcul, ont ainsi favorisé l'émergence d'un grand nombre de modèles énergétiques développés et utilisés indépendamment par différentes institutions. Si ces modèles ne constituent certainement pas des outils prophétiques, leur apport reste indéniable : ils permettent de formaliser une vision cohérente des nombreuses interactions du monde de l'énergie, et de faire l'économie de l'expérience directe de choix inappropriés.

Dans une problématique énergétique actuelle dont le long terme sera sans doute fait de ruptures relativement fortes avec les tendances passées, le potentiel d'ajustement offert par les technologies de transformation et d'utilisation de l'énergie, fait partie des leviers les plus prometteurs. Le travail réalisé dans le cadre de cette thèse porte sur le développement d'une modélisation de type MARKAL pour la prospective énergétique française. Ce type de modélisation est particulièrement adapté au traitement sur le long terme des enjeux technologiques de l'énergie. A partir d'une représentation explicite des caractéristiques techniques et économiques de l'ensemble des technologies actuelles et futures d'offre et de demande, la modélisation MARKAL détermine une structure optimale en termes de niveaux d'investissement et d'utilisation des technologies et calcule pour chaque technologie sélectionnée, les niveaux d'émissions atmosphériques correspondants. Ce modèle développé sous l'égide de l'AIE, est aujourd'hui utilisé par plusieurs équipes de modélisation dans plus de 35 pays ce qui permet les échanges au sein d'une communauté internationale d'utilisateurs. Enfin, il est à noter qu'aucun exercice français de modélisation MARKAL n'a à notre connaissance été mené à ce jour.

3. L'énergie électrique

L'électricité occupe une place centrale dans les systèmes énergétiques modernes par la multiplicité de ses usages et par la flexibilité des sources d'énergie primaire utilisables pour sa production. En France, pour l'année 2003, l'électricité primaire a compté pour environ 42% de la consommation totale en énergie primaire devant le pétrole et le gaz naturel (34% et 14,6% respectivement). Cette position est encore plus prépondérante en terme de production d'énergie avec 87,7% de la production d'énergie primaire totale en France. Enfin, du fait de la part dominante du nucléaire et de l'hydraulique, le parc électrique français possède l'un des niveaux d'émissions de gaz à effet de serre les plus bas d'Europe.

Les enjeux prospectifs et les potentiels d'ajustement futurs sont considérables. Ils concernent du côté de l'offre les choix technologiques pour le renouvellement du parc : la part de la production nucléaire dans un secteur électrique libéralisé, l'influence du progrès technologique et la part des combustibles fossiles (cycles combinés à gaz, technologies de charbon propre), le développement de la production électrique d'origine renouvelable, le niveau des contraintes environnementales, le développement de la séquestration et du stockage du CO₂. Du côté de la demande, ces enjeux concernent principalement les options d'économies d'énergie, et la compétitivité de l'électricité par

rapport aux autres sources d'énergie dans les secteurs de demande (notamment pour le chauffage, les procédés industriels et le transport).

La modélisation prospective peut permettre l'analyse intégrée de ces différents enjeux.

4. Organisation du document

La démarche analytique adoptée accorde une place centrale à la modélisation MARKAL du système électrique français. Cette modélisation est ensuite étendue à la représentation du secteur électrique ouest-européen et à celle du système énergétique français dans son ensemble. Le travail sur la réalisation et la validité des modèles est alors complété par des exemples d'application à l'analyse prospective.

En premier lieu, les méthodes de la modélisation prospective et les limites d'une modélisation prospective des systèmes électriques sont considérées. Le chapitre 2 présente les différentes approches de modélisation énergétique et environnementale puis décrit les caractéristiques principales de la famille de modèles MARKAL. Le chapitre 3 aborde ensuite les difficultés de la modélisation prospective des systèmes électriques, et notamment la prise en compte du besoin de flexibilité des moyens de production.

La réalisation effective du modèle du secteur électrique français est ensuite présentée. Le chapitre 4 décrit le modèle réalisé et les hypothèses de modélisation retenues. Pour affiner la représentation classique et rendre mieux compte de la structure des appels de puissance, le chapitre 5 procède à une analyse des règles de la modélisation électrique MARKAL puis propose et implémente une modélisation du besoin de flexibilité des moyens de production et de l'impact de la production éolienne.

Enfin, le cadre de la modélisation prospective du système électrique français est étendu à la modélisation des échanges d'électricité à l'échelle européenne d'une part, et à la modélisation du système énergétique français dans son ensemble d'autre part. Le chapitre 6 présente une modélisation des systèmes électriques européens et des échanges d'électricité. Il explicite le lien entre les choix technologiques français et ceux des pays voisins. Le chapitre 7 décrit une modélisation complète du système énergétique français. La demande est alors désagrégée pour modéliser les possibilités de substitution entre l'électricité et les autres sources d'énergie dans les usages finaux.

Le chapitre 8 illustre alors sur quelques scénarios l'utilisation pratique de MARKAL pour l'analyse prospective.

Le dernier chapitre conclut ensuite sur les apports des modèles réalisés et sur quelques perspectives de recherche et d'améliorations futures.

5. Contributions

MARKAL est un générateur de modèle. L'ensemble complet de règles de représentation qu'il propose ne définit ainsi spontanément aucun modèle ou structure de modèle particulier. La base d'une approche MARKAL est alors l'utilisation de ces règles voire leur altération pour l'objectif de modélisation désigné. La contribution d'ensemble du travail effectué au cours de cette thèse est ainsi la création d'une expertise MARKAL pour la planification énergétique française.

- *Edi Assoumou, Marc Bordier, Gilles Guerassimoff, Cédric Grange, Nadia Maïzi, « La famille MARKAL de modèles de planification énergétique : un complément aux exercices de modélisation dans le contexte français », Revue de l'énergie 558, Juillet - Août 2004.*
- *Edi Assoumou, Marc Bordier, Gilles Guerassimoff, Nadia Maïzi, « Exercices de prospective technologique pour l'énergie à l'horizon 2050 », Ecole Energies et Recherche, Fréjus 2006.*
- *Nadia Maïzi, Edi Assoumou, Marc Bordier, Gilles Guerassimoff, « Prospective énergétique : Le modèle MARKAL », présentation à la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières, DGEMP 16 Mai 2005.*

Dans cette contribution d'ensemble, nous avons développé une série de modèles adressés à la représentation prospective des choix de moyens de production électrique d'une part et des choix énergétiques globaux d'autre part : un modèle électrique français, un modèle électrique ouest-européen en 9 zones et un modèle d'ensemble du système énergétique français.

Les enjeux de la représentation du système électrique français constituent une partie importante du travail effectué. Notre apport concerne la modélisation de ce système et l'amélioration de la prise en compte de la flexibilité dans les choix de moyens de production, une contribution à la représentation de l'impact des moyens de production intermittents, et au regard de l'importance actuelle des exportations d'électricité de la France vers ses voisins, une modélisation endogène des conditions d'échanges à travers la modélisation des systèmes électriques des pays voisins.

- *Edi Assoumou, « Long term Energy Modelling for the french electricity sector: a nuclear story », ETSAP Workshop, Florence, 22-24 Novembre 2004.*
- *Edi Assoumou, Gilles Guerassimoff, Nadia Maïzi, Marc Bordier, « Etudes de sensibilité pour la prospective électrique française à l'aide du Modèle MARKAL », 4^{ème} colloque MONDER, Martigny (Suisse), 8-11 Janvier 2006.*

- *Nadia Maïzi, Edi Assoumou, Marc Bordier, Gilles Guerassimoff, « Energy mix planning for the French electricity production sector », European Conference on Operational Research Euro2006, Reykjavik 2-5 Juillet 2006.*

- *Nadia Maïzi, Edi Assoumou, Marc Bordier, Gilles Guerassimoff, Vincent Mazauric, « Key features of the electricity production sector through long-term planning : the French case », soumis à Power Systems Conference & Exposition, Atlanta 29 Octobre-01 Novembre 2006.*

La réalisation d'un modèle du système énergétique français dans son ensemble, permet l'étude de choix énergétiques globaux. Cette partie du travail s'appuie sur celui effectué dans le cadre du projet européen intégré NEEDS¹, dont le volet modélisation repose sur une communauté européenne de modélisateurs et une approche de type MARKAL². Les apports du travail collectif dans le cadre de ce projet ont été déterminants pour la réalisation d'un modèle global notamment dans la définition d'une structure détaillée commune de modèle, et dans la liste et la caractérisation des technologies nouvelles. Notre contribution dans ce cadre qui doit donc être précisée, concerne la participation active aux débats et à la formulation des hypothèses communes du groupe de modélisation, de même que la responsabilité de la réalisation pratique du modèle français (données, calibrage, débogage, simulation).

- *Edi Assoumou, Visiteur à l'Université Catholique de Leuven (KUL) dans le cadre du projet NEEDS, 15 Février-31 Mai 2005.*

- *Edi Assoumou, Marc Bordier, Gilles Guerassimoff, Nadia Maïzi, « Reducing greenhouse gas emissions by a factor of 4 by 2050: a bottom-up analysis of post Kyoto emissions targets for France », International Energy Workshop, Cape-Town 27-29 Juin 2006.*

Enfin la nomenclature établie est explicitée : nommer, c'est déjà commencer à analyser. Cette nomenclature joue en effet un rôle crucial dans une modélisation de type MARKAL, pour les possibilités d'interprétation des nombreux résultats de simulation. D'une façon générale la recherche et la mise en forme des données ont, pour tous les modèles réalisés, constitué une étape critique. L'accessibilité des données et le temps associé ont ainsi conditionné dans la plupart des cas, la limite de détail adoptée.

¹ New Energy Externalities Development for Sustainability, Septembre 2004 - Aout 2008.

² Ce travail amorce ainsi la transition vers TIMES, la nouvelle génération de modèles de type MARKAL déployée entre le début et la fin de cette thèse et mise en œuvre dans le cadre de ce projet.

CHAPITRE 2

II. PROSPECTIVE ENERGETIQUE ET MODELISATION

La planification énergétique s'appuie sur des modèles de prospective pour l'analyse chiffrée de scénarios énergétiques. Ces outils permettent d'évaluer la réponse du système énergétique à des politiques, des contraintes ou des conditions de fonctionnement alternatives. Cependant, lorsque l'on décide de recourir à la modélisation pour l'analyse énergétique, la question du choix du modèle est parmi les plus délicates ; ils sont nombreux et on se retrouve facilement désorienté par la grande dispersion (qui peut atteindre plusieurs ordres de grandeurs) des résultats numériques auxquels ils conduisent. Les débats concernant cette disparité ont parfois conduit à une méfiance à l'égard des modèles [3] [4]. En dehors de ceux naturellement induits par des scénarios et des hypothèses numériques différentes, ces écarts constituent au contraire des différences de point de vue à mettre à profit. Chaque modèle propose en effet une réponse formelle à la question (très large) des relations et implications pertinentes dans le système énergétique. Après avoir rappelé le cadre général de l'analyse énergétique, ce chapitre propose une description des grandes familles de modèles prospectifs. La description du modèle MARKAL est ensuite effectuée.

1. Cadre de l'analyse énergétique

L'analyse énergétique est une notion générique qui renvoie au sens large à des réflexions ou expertises sur les sujets liés à l'énergie. Du fait des liens étroits entre l'énergie et la plupart des activités humaines, elle embrasse dans son propos un champ vaste où les aspects techniques, économiques, environnementaux, aussi bien que politiques, sociologiques, philosophiques et éthiques, ont droit de cité. La multitude de thèmes abordés dans le troisième rapport d'évaluation du Groupe Intergouvernemental pour l'Etude des Climats (GIEC) [6] en témoigne. Afin de préciser l'apport des différents modèles, cette analyse sera entendue ici au sens de l'étude objective du profil énergétique, défini comme la photographie à un instant donné de la manière dont l'énergie est transformée et consommée. La Figure 2.1 en illustre le cadre global³.

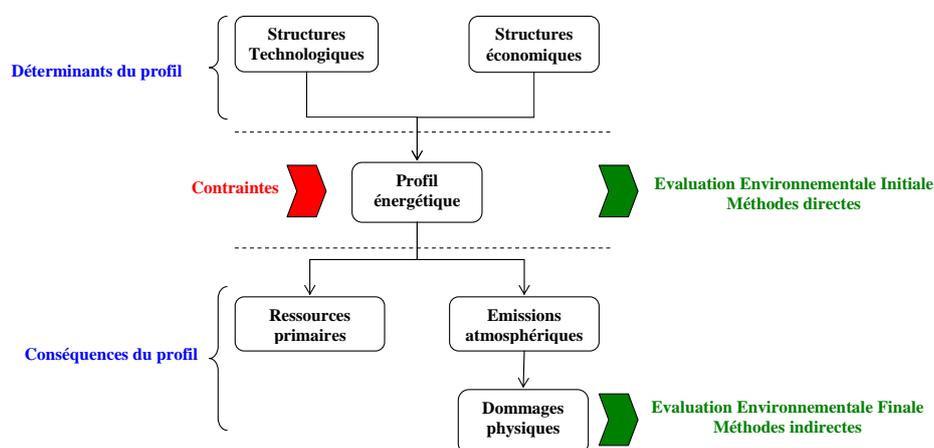


Figure 2.1 Cadre synthétique pour l'analyse énergétique et environnementale

Déterminants du profil :

Le profil énergétique est le résultat d'une structure technique et d'une structure économique que des liens étroits rendent, dans la pratique, indissociables. La technologie à travers l'innovation et le progrès technique, met à la disposition du système énergétique, des options de transformation et d'utilisation de l'énergie à un instant et pour un coût donnés. Les performances des technologies actuellement utilisées et celles des options futures permettent alors de situer les gains potentiels de substitution. Les

³ Dans cette représentation synthétique, chaque bloc possède en interne des enjeux théoriques et des différences d'approche méthodologique. Se référer pour une description plus détaillée, à l'ouvrage [5], de Hanley, Shrogen et White.

caractéristiques objectives de coûts et d'efficacité pour chaque technologie, de même que les flux physiques explicites en pétajoules (PJ) ou en térawattheures (TWh) produits ou consommés, sont les données représentatives.

L'énergie est aussi un facteur de production clé pour les industries et un bien de consommation essentiel pour les consommateurs. Chaque catégorie d'acteurs est ici définie par un comportement propre et des contraintes budgétaires spécifiques ; l'énergie a alors un prix qui sert de signal et qui définit le niveau des échanges. Le remplacement sémantique du coût par le prix établit la préséance des marchés et le caractère stratégique ou comportemental des décisions des différents acteurs. La description du profil énergétique passe dès lors par la description, à différents niveaux de détail, des flux économiques associés : structure globale de l'économie, circuits financiers et mobilisation de ressources en capital, comportement des acteurs, types de marchés.

Conséquences du profil :

Les conséquences en termes d'épuisement des ressources primaires et d'émissions de polluants atmosphériques du profil énergétique sont ensuite évaluées. Contrairement aux énergies renouvelables, les ressources naturelles fossiles sont épuisables⁴. L'utilisation continue d'énergie affecte alors la structure du gisement dans le temps et les prix traduisent le niveau de compétition entre états pour l'accès à ces ressources.

Cette consommation dans des processus de combustion ou comme matière première génère des émissions polluantes dans l'air et des niveaux de concentration gouvernés par les lois de diffusion atmosphérique. Les polluants locaux tels que les oxydes de soufre et d'azotes (SO_x, NO_x) ou les composés organiques volatiles, affectent à l'échelle locale la qualité de l'air. La concentration des gaz à effet de serre, polluants globaux, est à l'inverse homogène à l'échelle de la planète⁵ [7] ; les impératifs de coordination internationale [8] des émissions admissibles et de gestion des impacts sont alors plus importants⁶.

Enfin à leur tour, ces émissions atmosphériques causent des dommages physiques sur les écosystèmes et sur les personnes : maladies respiratoires, pluies acides, fréquence des

⁴ Leur répartition géographique, le niveau des réserves mondiales, et la disponibilité de sources alternatives sont au cœur de la problématique de sécurité d'approvisionnement.

⁵ Elle résulte des équilibres entre l'atmosphère, la biosphère et les océans et est cumulative sur plusieurs années.

⁶ Dans une moindre mesure, les polluants locaux peuvent donner lieu à des échanges transfrontaliers et donc à une coordination entre les états impliqués.

phénomènes climatiques extrêmes [9] [10], impact sur les zones côtières, et perte de biodiversité [11]. Plus diffuses, relativement indirectes et difficiles à quantifier⁷ [12] avec précision, les conséquences finales des émissions atmosphériques liées à l'utilisation des ressources énergétiques rentrent encore peu en considération dans les choix actuels.

Evaluation environnementale du profil :

L'évaluation environnementale du profil énergétique peut se limiter à la comptabilité des émissions en sortie des procédés émetteurs ou peut inclure les dommages physiques générés en aval. Deux méthodes sont ainsi isolées. La première, l'évaluation initiale directe, emploie des méthodes de type coûts efficacité. L'objectif d'émission final ou de réduction d'émission étant fixé, il s'agit d'examiner le coût des mesures (efficaces) à mettre en œuvre pour le réaliser. Cette approche se limite principalement au profil énergétique et aux déterminants ayant un impact direct sur le niveau des émissions. L'approche du protocole de Kyoto par des quotas nationaux est de ce type.

La seconde méthode, l'évaluation finale, passe par l'évaluation des dommages environnementaux et leur traduction monétaire. Les méthodes de l'économie de l'environnement du type coûts avantages ou coûts des dommages sont utilisées. Il s'agit d'équilibrer pour chaque situation le coût des actions engagées et l'évaluation monétaire des dommages qui sont évités ou causés. Le calcul des externalités des moyens de production électrique dans le cadre du projet ExternE [13] s'inscrit dans cette logique. L'évaluation exhaustive des dommages⁸ dans le temps et leur évaluation monétaire sur lesquels repose cette deuxième approche est une tâche incertaine mais nécessaire. Pour la problématique des gaz à effet de serre, cette approche vise à évaluer les conséquences de différents niveaux de concentration sur les écosystèmes.

La définition d'un objectif de limitation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450ppm correspond en amont au résultat d'une première évaluation par le GIEC de type coûts des dommages (pour une modification du climat qui reste soutenable⁹) et sert en aval de base à une évaluation coût efficacité à partir de contraintes d'émissions déclinées par pays ou groupes de pays.

⁷ Le rapport parlementaire de Marcel Deneux sur l'impact du changement climatique sur la géographie constitue une large et intéressante synthèse pour la France.

⁸ Les dommages diffèrent selon les régions du monde et les spécificités géographiques comme par exemple une situation côtière.

⁹ Comme ordre de grandeur, on peut retenir que le niveau moyen de température dans l'atmosphère était inférieur de seulement 5°C par rapport au niveau actuel lors des périodes glacières [14].

2. Les grandes familles de modèles

Les modèles de prospective énergétique décrivent le secteur énergétique en considérant tout ou partie de la chaîne précédente. Les approches proposées diffèrent selon le point de vue privilégié : économique, technologique ou climatique. En terme d'évaluation environnementale, les deux premières approches procèdent par des analyses coûts efficacité¹⁰, l'intégration de la dimension climatique permet en plus d'effectuer des analyses de coûts des dommages.

De nombreuses publications décrivent des classifications plus ou moins poussées de modèles ; la synthèse proposée dans ce paragraphe¹¹ repose sur 4 références principales :

- Un rapport du plan sur l'effet de serre et la modélisation économique [15] ;
- Le troisième rapport du GIEC [6];
- Une publication de l'AIE sur les exercices de modélisation [4];
- Un rapport de l'agence américaine de protection de l'environnement (EPA¹²) sur le

choix de plateformes de modélisation [16].

Elle présente quelques éléments utiles à la compréhension des différences entre modèles. L'approche climatique est peu détaillée dans les publications précédentes. La bibliographie sur ce point est complétée par des publications supplémentaires.

La structure ci-dessous (Figure 2.2) tirée du document de l'AIE précité et complétée pour la dimension climatique par une publication de Parson et Fisher Vanden [17], résume les différentes approches considérées.

¹⁰ Les résultats de l'évaluation des dommages peuvent être néanmoins, internalisés à posteriori. C'est le cas de l'étude Externe dont les résultats chiffrés peuvent être interprétés, comme des taxes différenciées en fonction des moyens de production.

¹¹ Voir l'annexe A pour plus de détail sur les sous familles dans chaque catégorie de modèles.

¹² Environmental protection Agency

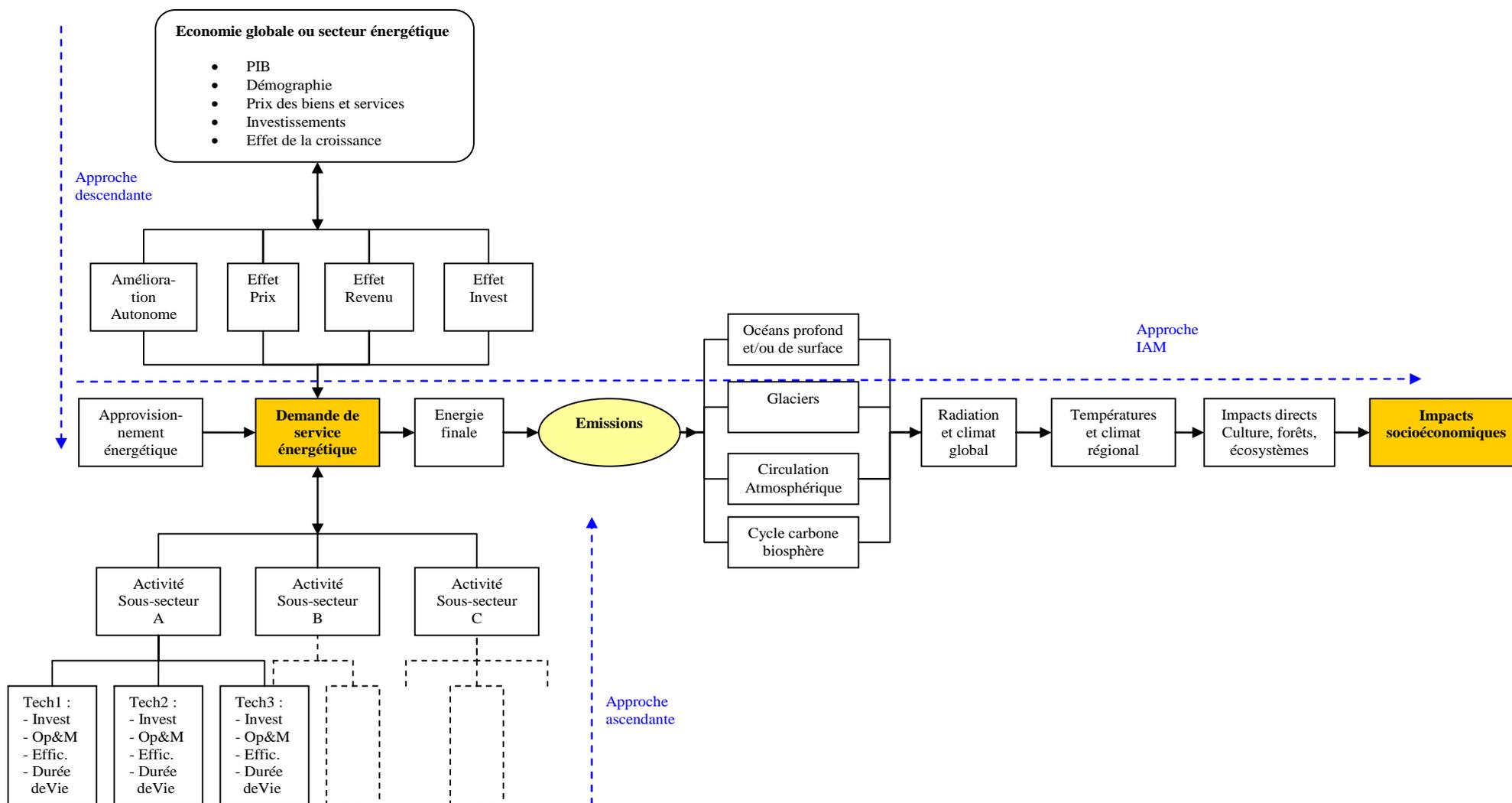


Figure 2.2 Familles et approches de modélisation
 D'après AIE [4] et Parson & Fisher-Vanden [17]

2.1. Les modèles économiques et l'approche descendante (Top down)

En référence au cadre général précédent, cette famille de modèle s'attache à expliciter les liens entre l'énergie et l'activité économique. Les méthodes employées s'appuient sur différentes disciplines économiques : macroéconomie, économétrie, microéconomie. L'appellation « Top-down » traduit une perception du système énergétique à partir d'un nombre réduit de variables économiques agrégées.

Les contraintes budgétaires et des préférences déterminent les choix de consommation des ménages. Pour le secteur productif, le capital (K), le travail (L), l'énergie (E) et les matières premières (M), sont les principaux facteurs qui déterminent le niveau de production des entreprises. Un modèle économique (KLM ou KLME suivant que l'énergie est un facteur indépendant ou non) représente alors différentes formes d'interactions (substitutions et/ou complémentarité de type ex ante et/ou ex post) entre ces facteurs. Les technologies sont ici représentées implicitement par des combinaisons différentes de ces facteurs [18] [19].

2.2. Les modèles technologiques et l'approche ascendante (Bottom-Up)

Si l'on se réfère à nouveau au cadre global de l'analyse énergétique, l'approche ascendante s'intéresse aux composantes techniques du système énergétique. L'appellation « bottom-up » traduit une perception du système énergétique à partir d'un grand nombre de variables technologiques ; les données technologiques désagrégées, sont progressivement agrégées pour traduire les choix énergétiques de chaque catégorie d'agent. On partira ici du nombre et du type de technologies utilisées, ainsi que des caractéristiques techniques d'utilisation pour définir la consommation d'énergie de chaque acteur ou secteur.

Les flux d'énergies dépendent des technologies mises en œuvre. A partir de la production et/ou de la consommation énergétique de chaque technologie, la consommation totale est déterminée par la somme sur toutes les technologies utilisées et pour tous les usages des quantités d'énergie produites et consommées. Cette classe de modèles représente ainsi les technologies de manière explicite dans les différents secteurs d'offre et de demande d'énergie à travers un secteur énergétique désagrégé. Les méthodes utilisées pour ce type de modèles se différencient par la complexité numérique : la taille et le nombre de sous secteurs, les choix de méthodes de résolution.

2.3. Les modèles IAM (Integrated Assesment Models) : approche climatique

Les modèles IAM (integrated assesment models) ont pour ambition, l'intégration de toute la chaîne des implications [17] [20] dans une approche que l'on peut qualifier de « puits à l'atmosphère ». Chaque dimension de la question est traitée à l'aide de modèles plus ou moins exhaustifs.

L'intégration dans une seule et même approche de ces différents modèles constitue la force et aussi la principale faiblesse de cette catégorie de modèles. Comment réaliser l'intégration entre des domaines aussi variés, d'échelles de temps aussi différentes, et quel degré de simplicité choisir ? Les réponses apportées sont:

- Une suite de modèles indépendants, relativement complets et liés entre eux ;
- Une approche unique composée de formulations simples des modèles complets de départ.

La première approche procède par une partition de l'expertise et est donc plus simple à mettre en œuvre. Elle saisit en contrepartie moins d'interactions. Des modèles MARKAL ont contribué à certaines approches de ce type [21]. La seconde à l'inverse nécessite un réel effort d'intégration mais perd en revanche en précision sur chaque domaine particulier.

Les principales étapes de la modélisation intégrée sont la réalisation d'un modèle de calcul des émissions (approches économiques ou technologiques), celle d'un modèle climatique de diffusion (Figure 2.1) et de concentration atmosphérique et enfin celle d'un modèle d'impact [17] [22] (Figure 2.4).

Pour la représentation des dynamiques atmosphériques, les modèles climatiques (Global Circulation Models) sont les plus utilisés. Ils décrivent sur plusieurs décennies la circulation de l'air dans l'atmosphère, les relations avec la végétation, la circulation océanique, les glaciers, les échanges thermiques et les niveaux de température correspondants. Le cycle du carbone et la relation avec le niveau des océans sont considérés et les apports anthropogéniques ou naturels sont différenciés.

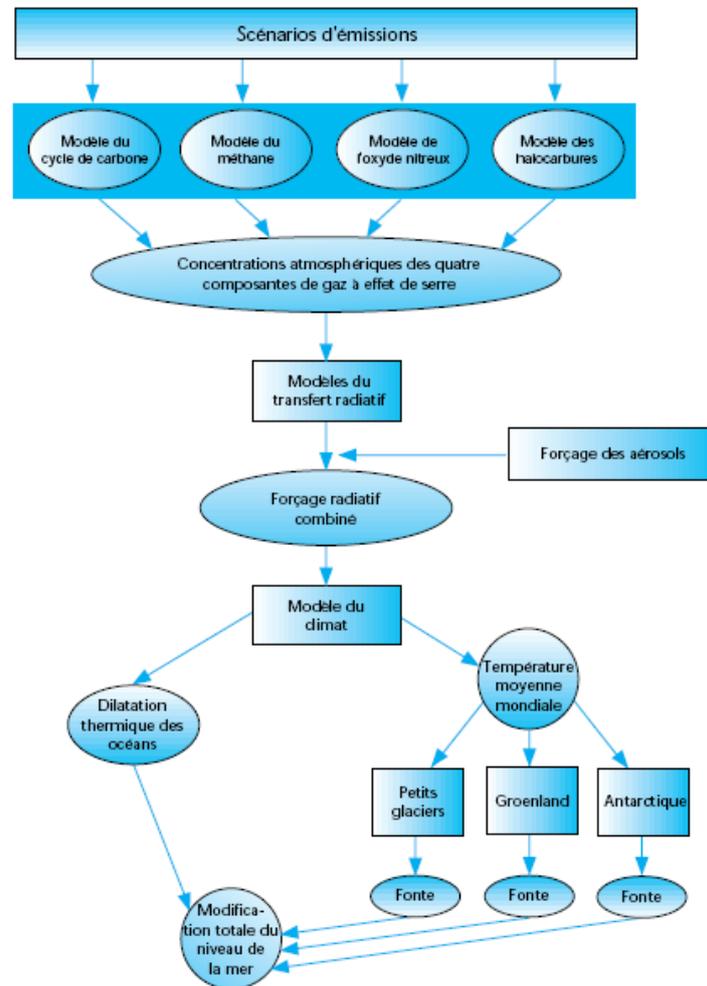


Figure 2.3 Structure schématique des modèles climatiques

Source : Document technique 2 du GIEC [7]

Les modèles d'impacts s'attachent à décrire les impacts d'un changement de climat sur les écosystèmes. Leur niveau de désagrégation peut être très élevé. La Figure 2.4 décrit pour illustration la structure d'impacts retenue pour le modèle AIM (Asian-Pacific Impact Model) [23]. Les impacts dans chaque bloc peuvent être représentés de façon explicite dans les modèles ou par le biais de courbes implicites d'impacts.

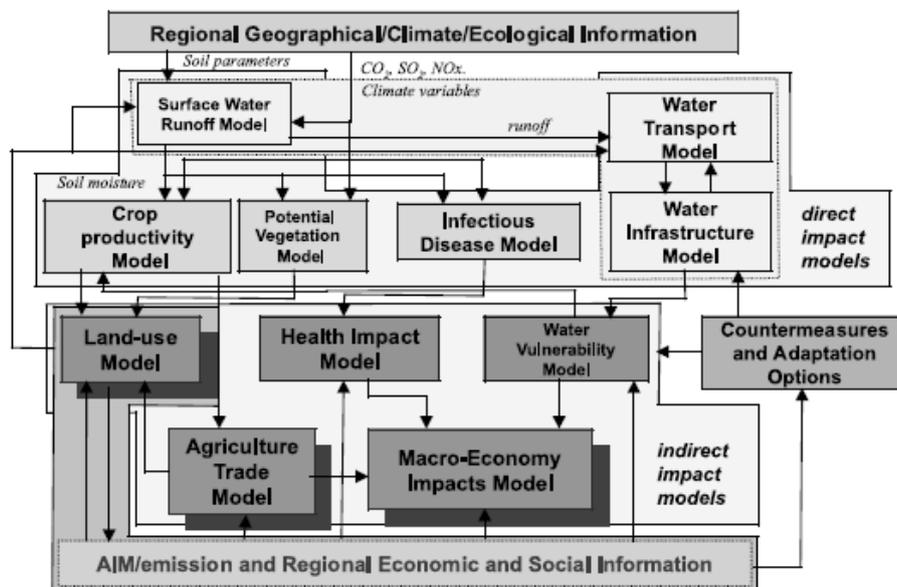


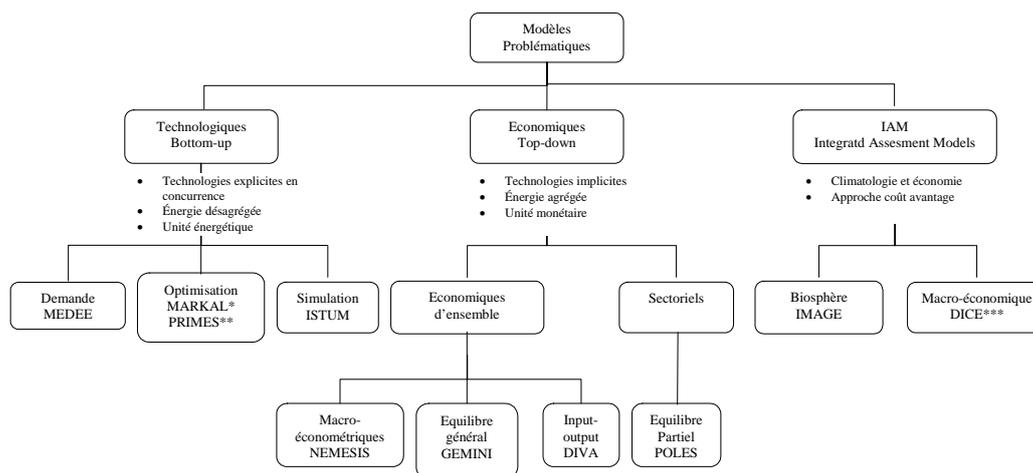
Figure 2.4 Architecture du modèle d'impact AIM

Source : Matsuoka [23]

2.4. Modèles existants et catégories de modèles

Les familles de modèles précédentes représentent des figures utiles mais extrêmes et la filiation, entre les modèles utilisés en pratique et les différentes familles de modèles, n'est pas toujours aisée à établir. L'évolution des capacités de calcul et l'expérience accumulée par les différentes équipes de modélisation ont en effet permis des améliorations des modèles existants et des recouvrements entre les différentes approches. Les approches économiques vont vers plus de précision technologique¹³ tandis que les approches technologiques intègrent des représentations économiques plus complexes avec des effets prix et parfois des bouclages macro-économiques simplifiés. Plusieurs contributions [15] [6] [20] [24] ont servi de base à la classification suivante qui donne quelques éléments de positionnement de modèles utilisés.

¹³ Essentiellement pour les technologies d'offre.



*Plusieurs modèles philosophiquement différents
 **Rapport du plan (économique d'équilibre général) vs IPCC (technologique d'équilibre général)
 *** Rapport du plan (économique macroéconomique) vs IAM macroéconomique dans Rotmans [4]

Figure 2.5 Classification de modèles de prospective

L'arborescence proposée appelle les observations suivantes [25] :

- Certains modèles macro-économiques peuvent être classés parmi les modèles économiques ou parmi les IAM lorsqu'ils permettent l'évaluation de certains coûts de dommage pour la société (les impacts sur la santé par exemple) ;
- les modèles d'équilibre partiel peuvent être technologiques d'optimisation (d'équilibre partiel dans leur approche économique) ou économiques sectoriels ;
- les modèles de demande s'appuient aussi bien sur des coefficients budgétaires et un calibrage économétrique simple que sur une décomposition relativement détaillée des technologies. Ils peuvent être représentés comme des modèles technologiques de ventilation sectorielle (incluant des relations économiques statiques) ou comme des modèles économiques input output (incluant une décomposition plus détaillée du système énergétique) ;
- la famille de modèles MARKAL présente pour une même approche technologique, des variantes différentes au sens de l'approche économique (MARKAL-MACRO, MARKAL-ED ...).

En fonction des questions investiguées, la classification peut aussi être faite par des dichotomies plus simples : modèles prédictifs ou non, modèles distinguant plusieurs zones ou non, échelle de description internationale, nationale ou infranationale, modèles intégrant des incertitudes sur certains paramètres ou non...

3. Le modèle MARKAL

MARKAL (MARKet ALlocation) est un formalisme d'optimisation développé sous l'égide de l'AIE au début des années 80 pour examiner l'impact sur le long terme des technologies (de production, de transformation et de demande) dans le secteur de l'énergie. C'est un « modèle »¹⁴ technologique d'optimisation.

Sa maintenance et son évolution se font dans le cadre d'un programme de développement spécifique de l'AIE : l'ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program). Ce programme, unique dans son principe, regroupe les utilisateurs, centralise leurs préoccupations, fait évoluer le formalisme et permet l'échange des expériences particulières de modélisation. MARKAL est aujourd'hui utilisé par une large communauté de recherche¹⁵ et d'analystes énergétiques dans le monde avec une utilisation croissante dans les pays en voie de développement.

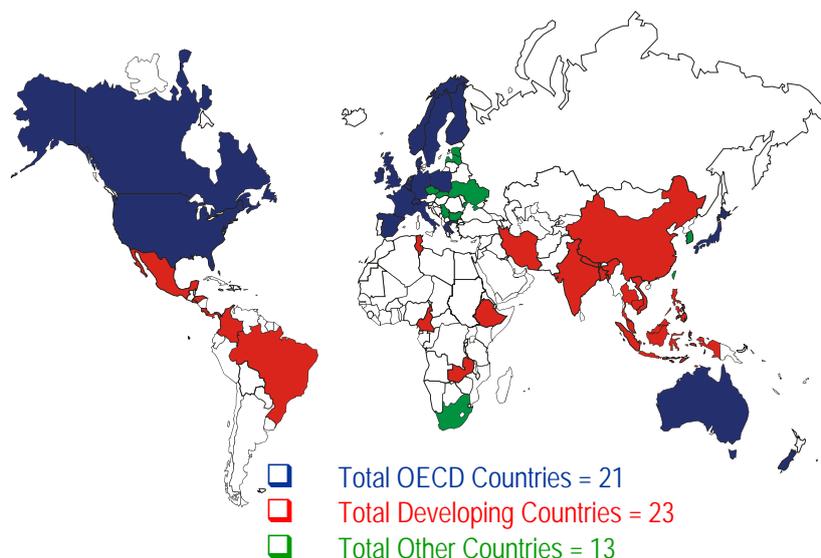


Figure 2.6 Utilisateurs de MARKAL dans le monde 2003

Source : EPA [26]

Depuis sa création, la structure de base a fortement évolué avec les préoccupations énergétiques et les possibilités de calcul. La méthodologie s'est adaptée aux nouvelles problématiques du secteur de l'énergie (échanges transfrontaliers, évaluation de la

¹⁴ L'appellation de modèle pour MARKAL est quelque peu abusive mais courante. MARKAL est un formalisme complet qui permet de générer des modèles différents entre eux et adapté à l'évaluation de réalités énergétiques très dissemblables.

¹⁵ Une recherche sur le moteur de recherche sciencedirect.com dénombre depuis 1995, 38 publications dans des revues scientifiques, utilisant le modèle MARKAL.

demande, bouclage macroéconomique...) et aujourd'hui, l'acronyme MARKAL recouvre en réalité une famille de générateurs de modèles partageant le même formalisme général mais incluant des options de simulation et de représentation propres à des questionnements variés. Nous présentons ici les caractéristiques principales de la modélisation MARKAL afin d'éclairer son fonctionnement et ses potentialités¹⁶.

3.1. Un générateur flexible de représentations du système énergétique

Le système énergétique de référence

A la base de l'approche MARKAL, se trouvent les principes de représentation désagrégée de tout système énergétique. Au sens MARKAL, un système énergétique est une construction (linéaire) dont les technologies sont les briques élémentaires représentées explicitement comme des blocs input/output singuliers. Elles sont décrites par des caractéristiques technico-économiques : efficacité, coûts (investissement, opération et maintenance fixes et variables, date de première disponibilité), coefficients d'émissions pour chaque gaz ; et par des caractéristiques de fonctionnement : disponibilité, limite sur les capacités installées ou sur les quantités produites... Le progrès technologique est représenté explicitement dans l'évolution d'une période à l'autre de ces caractéristiques.

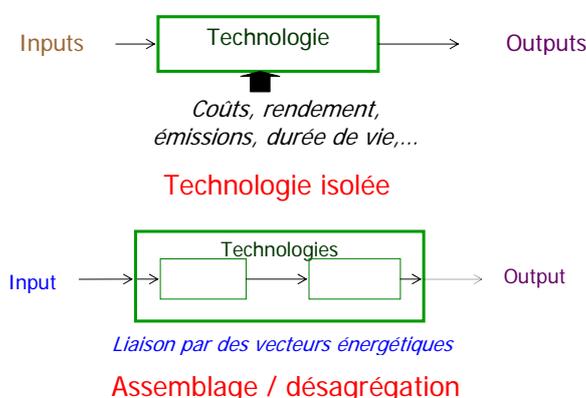


Figure 2.7 Assemblages élémentaires de technologies

La chaîne des technologies utilisées réalise alors le lien entre les ressources primaires et les demandes finales d'énergie. La notion de vecteur énergétique généralise tous les flux d'énergies (primaires, secondaires, ou synthétiques) et caractérise concrètement, tout ce qui s'échange entre deux technologies consécutives. Le modèle permet ainsi de décrire :

¹⁶ On pourra se référer au rapport de l'annexe 7 de l'ETSAP [27] pour une compilation d'études nationales et internationales relatives au protocole de Kyoto.

- Les technologies de ressource qui permettent les échanges de vecteurs énergétiques avec l'extérieur (imports ou exports) ou l'approvisionnement en vecteurs énergétiques (mines, biomasse,...). Ces technologies de ressources n'ont pas besoin d'input énergétique ;
- Les procédés qui assurent la transformation d'un vecteur énergétique en un autre. Ce sont les technologies de production de ressources secondaires telles que les produits pétroliers, l'hydrogène, les gaz de cokerie ... ;
- Les technologies de conversion qui sont des procédés particuliers qui produisent de l'électricité ou de la chaleur ;
- En bout de la chaîne énergétique, les technologies de demande qui consomment un vecteur énergétique pour satisfaire une demande finale. Elles n'ont pas d'output en énergie.

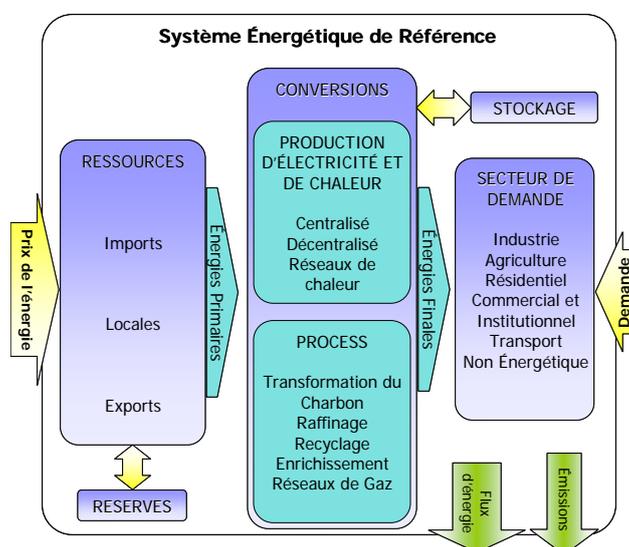


Figure 2.8 Structure générale du système énergétique de référence

La Figure 2.8 décrit l'articulation des différentes technologies pour la description d'un système énergétique. La liste des vecteurs énergétiques est flexible de même que celle des différentes émissions gazeuses considérées. La couverture géographique est aussi modulable. La généralité et la forte cohérence des règles de représentation autorisent un niveau de désagrégation arbitraire des technologies et par conséquent des échanges énergétiques¹⁷. C'est une caractéristique majeure de MARKAL.

¹⁷ Une description détaillée permet une étude plus approfondie d'un point particulier mais nécessite en retour une connaissance exhaustive des procédés intermédiaires et de leurs caractéristiques (coût, rendement,...).

3.2. Un modèle d'optimisation

Le problème général d'optimisation

Le système énergétique de référence définit un maillage dont les technologies sont les nœuds et les vecteurs énergétiques, les liaisons. Ce maillage linéaire par rapport à chacun de ses éléments est calculé pour toutes les périodes (d'égales durées) de l'horizon d'étude. Dans la transition d'une période à l'autre, la linéarité est conservée via l'introduction d'une variable d'investissements (qui comptabilise uniquement les augmentations de capacités) et une relation de transfert de capacités installées entre périodes. La demande doit être satisfaite.

La structure mathématique de MARKAL est celle d'un programme linéaire de minimisation sous contraintes du coût total actualisé du système énergétique.

$$\min \left(\sum_i c_i X_i \right)$$

$$\sum_i a_{ji} X_i \geq b_j \quad \text{et} \quad X_i \geq 0$$

Où

c_i , représentent les coefficients de la fonction objectif ;

a_{ji} et b_j , les paramètres connus des contraintes ;

X_i , les variables de décision à déterminer.

Les variables de décision sont :

- ✓ Pour chaque technologie et pour chaque période : les investissements en nouvelles capacités (GW), la capacité totale installée (GW) et le niveau de fonctionnement ou activité (PJ) ;

- ✓ Pour chaque vecteur énergétique et à chaque période, les quantités (PJ) importées, exportées ou issues des mines;

- ✓ Pour chaque polluant décrit et pour chaque période, le niveau d'émission (Kt);

- ✓ Pour les demandes élastiques, l'ajustement par période.

Les contraintes du modèle sont :

- ✓ Les contraintes de satisfaction de toutes les demandes ;

- ✓ Les contraintes de cohérence de la représentation du modèle (équilibre des flux, transfert inter périodes, respect des limites de fonctionnement des technologies à travers la disponibilité annuelle...);

- ✓ Les contraintes supplémentaires sur les capacités, les investissements, ou les activités, définies par l'utilisateur.

La solution optimale du problème de minimisation précédent donne à chaque période, les valeurs de toutes les variables de décisions du modèle pour chaque technologie et pour chaque vecteur énergétique. MARKAL détermine aussi directement un coût marginal associé pour chaque contrainte (i.e. le surcoût lorsque l'on relaxe la contrainte d'une unité toutes choses égales par ailleurs) et les coûts réduits pour les technologies non retenues (i.e. la diminution de coût ou la subvention qui aurait permis à une technologie non sélectionnée de l'être).

L'optimisation est effectuée sur toutes les périodes et pour toutes les technologies, simultanément. La solution déterminée est donc un optimum en connaissance parfaite du futur¹⁸.

Description des équations principales

Toutes les équations du modèle sont décrites de manière exhaustive dans la documentation du modèle [28]. Cette sous-section en présente les principales sous une forme synthétique.

○ Fonction objectif

MARKAL optimise le coût total actualisé du système sur tout l'horizon de simulation. Ce coût qui représente la valeur actuelle nette des coûts annualisés du système sur toutes les périodes comprend deux références de temps pour l'actualisation. L'horizon de simulation est décomposé en T périodes d'égale durée (n années). Les coûts annuels sont alors actualisés par rapport au début des périodes dans lesquelles ils sont réalisés et ensuite par rapport à la période initiale de la simulation.

$$Tot_cost = \sum_{t=1}^T \left(\left[\sum_{y=1}^n (1+r)^{1-y} \right] * [(1+r)^{n(t-1)}]^{-1} * Y(t) \right)$$

Avec

n : le nombre d'années dans chaque période ;

r : le taux d'actualisation annuel ;

T : le nombre total de périodes ;

Y(t) : l'ensemble annualisé des coûts¹⁹ du système au cours de la période *t*.

¹⁸ Cette connaissance parfaite concerne la connaissance à l'avance (sous forme d'hypothèse de scénario) de l'évolution du coût des ressources, des options du progrès technologique, et des niveaux de demande.

Les coûts annualisés pris en compte par MARKAL sont globalement de quatre ordres : des coûts technologiques purs (coûts d'investissement, coûts fixes et coûts variables d'opération et de maintenance), des coûts liés aux ressources énergétiques externes (importation, exportation, extraction, échanges vers d'autres systèmes énergétiques dans une modélisation multirégionale), des taxes ou des subventions appliquées par unité d'énergie ou d'émission environnementale, et enfin un coût d'ajustement de la demande (perte de surplus) dans le cas de demande élastique au prix.

o Cohérence de la représentation

La cohérence de la représentation est assurée par les différentes contraintes du modèle.

✓ *Contrainte de satisfaction de la demande*

Cette contrainte assure à chaque période t et pour chaque demande de service, que la somme des productions des technologies de demande correspondantes soit supérieure ou égale à la demande totale²⁰. Cette contrainte de satisfaction de la demande, fait de MARKAL un modèle piloté par demande.

$$\sum_k Util(t,k,d) * CAPD(t,k,d) \geq Demand(t,d)$$

Avec

d : l'indice des demandes ;

k : l'indice des technologies ;

$CAPD(t,k,d)$: la variable de décision de capacité pour la technologie de demande k , satisfaisant la demande d et pendant la période t ;

$Demand(t,d)$: la valeur de la demande pendant la période t ;

$Util(t,k,d)$: le taux annuel d'utilisation de la capacité installée pour la technologie de demande k , satisfaisant la demande d pendant la période t .

✓ *Contrainte d'équilibre des flux*

La contrainte d'équilibre des flux assure pour chaque vecteur énergétique et pour chaque période, que la somme des quantités produites par les différentes technologies, importées ou issues des mines, est supérieure ou égale à la somme des quantités consommées par les différentes technologies ou exportée.

¹⁹ Ce coût annualisé comptabilise les coûts d'investissement, fixes, variables, de livraison de combustibles, d'extraction, d'importation, les revenus d'exportation, les taxes ... C'est la somme de tous les coûts applicables (aux technologies, aux vecteurs énergétiques, aux émissions ...).

²⁰ Pour une modélisation élastique des demandes à chaque période, les variations élastiques, positives et négatives, en fonction des valeurs d'échange endogènes sont prises en compte.

$$Teff(f) * \left[\sum_k C_{prod}(t,k,f) * ACT(t,k) + IMP(t,f) + MIN(t,f) \geq \sum_k C_{cons}(t,k,f) * ACT(t,k) + EXP(t,f) \right]$$

Avec

f : l'indice des vecteurs énergétiques ;

$Teff(f)$: le rendement global de transmission du vecteur énergétique f dans le système ;

$C_{prod}(t,k,f)$: le coefficient de production du vecteur énergétique f par unité d'activité de la technologie k pendant la période t ;

$C_{cons}(t,k,f)$: le coefficient de consommation du vecteur énergétique f par unité d'activité de la technologie k pendant la période t ;

$ACT(t,k)$: la variable de décision d'activité pour la technologie k pendant la période t ;

$EXP(t,f)$: le niveau d'exportation du vecteur énergétique f pendant la période t ;

$IMP(t,f)$: le niveau d'importation du vecteur énergétique f pendant la période t ;

$MIN(t,f)$: le niveau de production minière du vecteur énergétique f pendant la période t ;

✓ Contrainte de transfert de capacité

L'équation de transfert de capacité assure la cohérence des capacités installées et la linéarité du modèle lors du passage d'une période à la suivante. La capacité installée à une période donnée est la somme de la quantité résiduelle des capacités installées avant la première période du modèle²¹, et des investissements réalisés de la première période à la période courante et toujours accessibles (dont la durée de vie n'est pas déjà écoulée).

$$CAP(t,k) = RESID(t,k) + \sum_{\substack{i \leq t \\ t-i < life(k)}} INV(i,k)$$

Avec

$life(k)$: la durée de vie de la technologie k ;

$RESID(t,k)$: la quantité restante à la période t de la capacité initiale de la technologie k (existante au début de la première de simulation) ;

$CAP(t,k)$: la variable de décision de capacité installée pour la technologie k pendant t ;

$INV(t,k)$: la variable de décision d'investissement pour la technologie k pendant t .

²¹ Le niveau de capacité installée avant la première période de simulation et la valeur résiduelle de cette capacité sur toutes les périodes suivantes, est défini par un profil fixe précisé par l'utilisateur.

o Cas particulier de l'électricité et de la chaleur

✓ *Contraintes d'équilibre des flux*

L'électricité et la chaleur sont représentées de manière plus détaillée dans le modèle. Le découpage temporel appliqué à ces deux vecteurs énergétiques est plus fin et chaque période est décomposée en 6 sous périodes traduisant les combinaisons entre d'une part trois saisons (été, hiver, intermédiaire), et d'autre part un découpage jour nuit. Les équations d'équilibre des flux sont alors éditées séparément pour chacune des sous périodes.

✓ *Contraintes de réserve de capacité pour le pic*

Malgré le découpage jour/nuit, le besoin réel de capacité est toujours supérieur à celui dérivé de la consommation moyenne sur la période de jour. La contrainte de réserve de pic garantit alors l'installation d'une réserve supplémentaire de capacité pour rendre compte de la surcapacité en réalité nécessaire pour passer les périodes de forte demande et faire face aux aléas. Un facteur de réserve globale d'électricité ou de chaleur est alors précisé par l'utilisateur. Chaque technologie de production d'électricité ou de chaleur est ensuite caractérisée dans sa description par un coefficient supplémentaire de participation (de la capacité de la technologie) à la réalisation de cette réserve. Ce coefficient (de 0 à 1) permet de différencier les contributions de chaque centrale : typiquement de 1 pour des centrales nucléaires, et de 0,2 ou 0,3 pour des centrales éoliennes. L'équation de pic stipule que la capacité de production totale, pondérée par les coefficients de participation au pic, doit être surdimensionnée pour être à même de satisfaire la quantité demandée (par les exportations, les procédés et les technologies de demande), augmentée du niveau de réserve choisi.

$$\begin{aligned}
 & T_{eff}(fs) * \left[IMP(t, fs) * C_{pic_IMP}(fs) + \sum_k C_{pic}(t, k, fs) * C_{prod}(k, fs) * CAP(t, k) \right] \\
 & \geq (1 + Crsrv(fs)) * EXP(t, fs) * C_{pic_EXP}(fs) \\
 & + (1 + Crsrv(fs)) \left[\sum_{p \in Techno_Procédés} Conso(t, p, fs) + \sum_{d \in Techno_Demande} Conso(t, d, fs) + \sum_{r \in Techno_Ressource} Conso(t, r, fs) \right]
 \end{aligned}$$

Avec

fs : l'indice des vecteur énergétiques spéciaux que sont l'électricité et la chaleur ;

Techno_Demande : l'ensemble des technologies de demande ;

Techno_Procédés : l'ensemble des procédés de transformation ;

Techno_Ressource : l'ensemble des technologies d'approvisionnement ;

$C_{pic_EXP}(fs)$: le coefficient de participation au pic des ressources fs exportées ;

$C_{pic_IMP}(fs)$: le coefficient de participation au pic des ressources fs importées ;

$C_{pi}(t,k,fs)$: le coefficient de participation au pic de demande de la ressource fs pour la technologie k pendant la période t ;

$C_{prod}(k,fs)$: le coefficient de calcul de la production maximale annuelle à partir de la capacité pour la technologie k et le vecteur fs ;

$C_{conso}(t,k,fs)$: la consommation du vecteur fs par la technologie k pendant la période t ;

$C_{rsrv}(fs)$: le facteur de réserve spécifié pour le vecteur fs .

3.3. Equivalence économique

Un modèle d'équilibre partiel

D'un point de vue économique MARKAL est un modèle d'équilibre partiel du secteur énergétique. L'optimisation détermine les technologies sélectionnées dans un cadre de concurrence parfaite. Les contraintes utilisateurs peuvent permettre toutefois de moduler cette concurrence parfaite en imposant, au besoin, des contraintes de parts de marché ou des taxes spécifiques à certaines technologies. La courbe d'offre est, pour chaque période, traduite par la hiérarchisation pendant la phase d'optimisation des moyens de production potentiels par ordre de coûts croissants. Le modèle calcule cette courbe d'offre optimale²² qui est construite de manière désagrégée à partir des choix technologiques effectués.

La courbe de demande est élastique. Pour préserver la linéarité du modèle, les demandes sont linéarisées par morceaux et représentées sous forme de fonctions en escalier. En l'absence de valeurs d'élasticité, une demande fixe et inélastique est considérée. Les figures ci-dessous illustrent la détermination des conditions d'équilibre du marché²³ dans chacun des cas.

²² La courbe d'offre n'a pas d'équation explicite comme c'est le cas dans une formulation économique. Elle est reconstituée de manière désagrégée dans une logique bottom-up.

²³ Dans un cas à deux commodités.

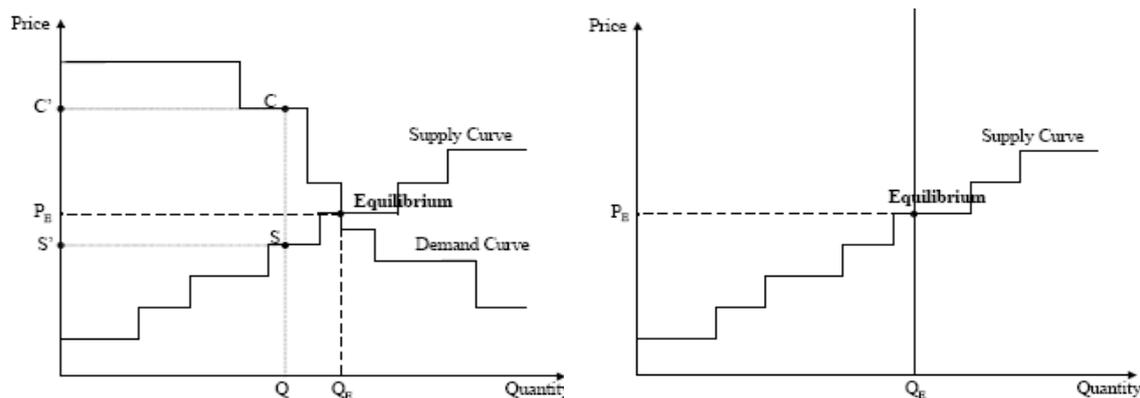


Figure 2.9 Equilibre partiel dans MARKAL pour une demande élastique ou non
Source : Documentation MARKAL [28]

Lorsque l'équilibre est réalisé, la valeur marginale de chaque vecteur énergétique produit et échangé de manière endogène est la valeur duale de la contrainte d'équilibre des flux : c'est l'augmentation du coût total actualisé du système (fonction objectif) lorsqu'on relâche la contrainte d'équilibre d'une unité.

Minimisation du coût total actualisé/Maximisation du surplus collectif : équivalence

MARKAL minimise le coût total actualisé du système énergétique en réalisant les conditions de l'équilibre partiel décrit au paragraphe précédent. Cet équilibre correspond également à une situation de maximisation du surplus collectif [28].

La **Figure 2.9** illustre ainsi une situation d'équilibre (quantité Q_E), et une situation de déséquilibre (quantité Q). Pour la quantité Q , le surplus du producteur est représenté par son profit net, c'est-à-dire l'aire comprise entre le segment $S'S$ et la courbe d'offre. Le surplus du consommateur est alors décrit par l'aire entre la courbe de demande et le segment $C'C$. A l'équilibre, le surplus collectif correspondant à la somme de ces deux surplus est maximum. Comme le rappelle la documentation du modèle [28] : ce principe d'équivalence est moins évident dans un cas multidimensionnel à plusieurs commodités pour lequel la satisfaction d'une propriété d'intégralité démontré par Samuelson et généralisé par Takayama & Judge est requise. Cette propriété est satisfaite lorsque les élasticités prix croisées de deux formes d'énergie quelconques sont égales ; conditions que remplit le formalisme du modèle MARKAL (avec par ailleurs des élasticités croisées nulles pour les demandes finales de services énergétiques).

3.4. La famille de modèles MARKAL

La modélisation MARKAL a évolué avec les problématiques énergétiques et les contributions des nombreux utilisateurs au sein de l'ETSAP. La plupart des formulations et modifications effectuées indépendamment sont aujourd'hui rassemblées et MARKAL comprend, dans un même package, plusieurs options de définition et de résolution du système énergétique de référence.

Cette sous-section présente succinctement, les caractéristiques des principales²⁴ options disponibles. La documentation du modèle [28] et les travaux de l'International Resources Group [29], ont servi de source principale à cette description.

MARKAL Standard: Le modèle standard réalise l'optimisation du système énergétique pour une région générique et à partir d'un scénario de demande exogène et inélastique.

RMARKAL: Le modèle multi régions permet de régionaliser la description et de représenter de manière endogène les échanges entre les différentes régions génériques.

MATTER: Cette extension a été développée pour représenter explicitement les flux de matériaux dans le système en parallèle avec les flux énergétiques.

MARKAL-ETL: Dans les versions standard, le progrès technique est traduit par l'évolution exogène des caractéristiques dans la base de données technologique. Cette version intègre, une amélioration endogène des performances des technologies grâce à des courbes d'apprentissage (Endogenous Technological Learning).

MARKAL-Stochastics: La version stochastique de MARKAL permet de prendre en compte les incertitudes sur certaines valeurs. L'incertitude sur certains paramètres ou contraintes est représentée par des états différents avec des probabilités de réalisation différenciées. Le modèle détermine une stratégie unique tenant compte des probabilités des différents événements.

²⁴ La formulation actuelle propose une cinquantaine de combinaisons des différentes versions de MARKAL au moment de la résolution du problème d'optimisation. A l'exception des modèles TIMES et SAGE, toutes ces options sont accessibles dans le même package.

MARKAL-MICRO: Cette extension inclut une réponse de la demande à sa valeur marginale endogène. La demande est élastique et l'équilibre est déterminé à partir de courbes de demande non linéaires. Le modèle est résolu à l'aide de solveurs non linéaires.

MARKAL-ED: Dans cette approche, la demande est aussi élastique à son coût. Les coefficients d'élasticité sont fixés par l'utilisateur pour chaque période. La courbe de demande est cependant ici, linéaire par morceaux.

MARKAL-MACRO: Cette extension formalise un bouclage macroéconomique avec les autres secteurs d'activité. Dans cette version non linéaire, la demande est endogène et son niveau est lié, par l'intermédiaire du modèle d'équilibre général calculable simplifié MACRO, à l'activité économique globale.

MARKAL-EV: Dans sa version standard, MARKAL permet par des taxes différenciées ou des limites d'émissions d'internaliser les externalités environnementales. Cette option permet d'intégrer directement des courbes de dommages environnementaux. L'approche est du type IAM. Le modèle est non linéaire.

SAGE (System to Analyze Global Energy) : Dans cette approche, la solution optimale est calculée d'une période à l'autre et non sur toutes les périodes simultanément. On substitue ainsi une attitude myope dans la décision, à une connaissance parfaite du futur. Des contraintes de parts de marché formalisées renforcent cette vision myope.

TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) : Le modèle TIMES est une version évolutionnaire plus souple d'utilisation du modèle MARKAL. Les évolutions concernent entre autre, la généralisation de la notion de technologie contre la différenciation en quatre classes différentes dans MARKAL, un découpage temporel plus souple (nombre de saisons et durée variable des périodes sur l'horizon) et globalement une approche de modélisation plus simple.

TIAM (TIMES Integrated Assessment Model) [30] : Le modèle TIAM étend l'approche bottom-up vers l'approche climatique. C'est un modèle TIMES mondial en 15 régions étendu par un module climatique pour décrire les niveaux d'émissions (CO₂, CH₄, N₂O), la concentration atmosphérique résultante (Interaction : atmosphère - biosphère et

surface des océans – océans profonds), le forçage radiatif induit et les augmentations moyennes de température correspondantes (atmosphère et surface océanique - océans profonds). L'intérêt de cette approche est de pouvoir par exemple étudier les conditions techniques de réalisation d'un objectif donné de stabilisation du climat sur le long terme.

4. Conclusion

Dans ce chapitre, la définition et la classification des différentes approches de modélisation existantes ont été présentées. L'une des principales conclusions est qu'il n'existe pas de modèle capable de répondre dans un seul formalisme à toutes les questions de prospective avec une approche cohérente et détaillée sur tous les aspects. La différence des approches de modélisation est alors à mettre à profit pour l'amélioration individuelle des modèles et pour une analyse énergétique plus complète. La description de la modélisation MARKAL a cependant permis de préciser les nombreuses potentialités offertes par cette famille de modèles. En effet, les différentes améliorations et versions du modèle de base, et leur intégration dans une formulation commune, en font aujourd'hui un outil puissant et modulable pour des études énergétiques à différents niveaux. La souplesse du modèle qui s'appuie sur un système énergétique de référence désagrégé dans les secteurs d'activité et dans les technologies, permet aussi bien des études sur une ou plusieurs régions génériques, qu'une grande finesse dans l'analyse des résultats technologiques. Des considérations énergétiques à des échelles internationales, nationales ou locales peuvent être abordées par ce type de modèle. La prise en compte explicite des technologies permet ²⁵ [18] : une description plus complète des modes de consommation, une analyse plus précise des substitutions entre les formes d'énergie, une interprétation de la notion de besoin énergétique en terme de service et d'équipement, et une meilleure évaluation de politique favorisant des technologies spécifiques (renouvelables, piles à combustibles, ...). Enfin, l'ETSAP offre, par son forum de discussions et d'échanges, un cadre intéressant de communication entre modélisateurs. Le modèle MARKAL est aujourd'hui un outil mature, puissant, ouvert, évolutif et largement utilisé de par le monde, d'aide à la décision dans les problématiques énergétiques.

²⁵ La plupart de ces arguments ont été initialement avancés, dans la discussion autour des fonctions de production dans les modèles économétriques, pour justifier l'abandon des hypothèses de relation putty-putty entre énergie et capital, et la prise en compte de fonctions de production KLME séparant l'énergie. Ils s'appliquent parfaitement aux modèles technologiques qui poussent cette logique plus en avant.

CHAPITRE 3

III. LIMITES DE LA MODELISATION PROSPECTIVE DES SYSTEMES ELECTRIQUES

La performance économique des systèmes électriques conduit à privilégier les formes de productions les moins coûteuses. Le besoin de flexibilité dans la gestion temporelle du système électrique constitue néanmoins une contrainte technique forte qui impose l'utilisation de technologies plus coûteuses mais capables d'adapter rapidement leur production à la consommation. Les difficultés d'une modélisation prospective de l'électricité et notamment d'une prise en compte de cette exigence de flexibilité sont discutées dans ce chapitre. La première section décrit les besoins de flexibilité des systèmes réels. Les déséquilibres sur le réseau et les étapes de leur gestion y sont présentés. La seconde section décrit les limites de la modélisation prospective pour le secteur électrique. A partir de l'analyse de l'exercice de planification du RTE (gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité) pour la programmation pluriannuelle des investissements de production, on pourra situer la portée du problème pour les modèles globaux de prospective moins détaillés. Les limites et enjeux pour ces modèles prospectifs globaux sont alors présentés.

1. Le besoin de flexibilité des systèmes électriques réels

L'électricité est, à l'inverse des vecteurs énergétiques solides, liquides, ou gazeux, un produit qui se stocke mal en grande quantité et qui s'échange nécessairement via un réseau spécifique. La gestion des systèmes électriques pose alors un problème singulier rendu plus complexe du fait de contraintes temporelles et spatiales plus fortes. Les contraintes spatiales concernent la distribution géographique des centrales, la structure et la disponibilité d'un réseau de transmission, et la localisation de la demande. Les contraintes temporelles concernent les flux instantanés d'électrons et la gestion du réseau de manière à minimiser à tout moment les variations de tension et de fréquence tout en maintenant le système dans ses limites de sécurité. A tout moment, la puissance électrique totale fournie par les centrales doit être égale à celle demandée sur le réseau. Cet équilibre instantané en puissance requiert la mise en service de moyens de production électrique choisis pour leurs caractéristiques dynamiques et leur localisation sur le réseau. La sélection des centrales par une logique économique de moindre coût est ainsi modulée par les contraintes techniques.

1.1. Variation de la consommation et de la production

Variation de la demande

Les variations de la consommation d'électricité reproduisent globalement le niveau d'activité des différents secteurs consommateurs. La courbe de demande horaire fait ainsi apparaître différents cycles journaliers, hebdomadaires, mensuels ou saisonniers. La structure des appels horaires de puissance est aussi très sensible aux conditions météorologiques: une baisse de température de 1°C en hiver entraîne par exemple, une augmentation de consommation d'environ 1400 MW, tandis que la différence de couverture nuageuse peut, toutes choses égales par ailleurs, causer des variations de l'ordre de 6000 MW [31].

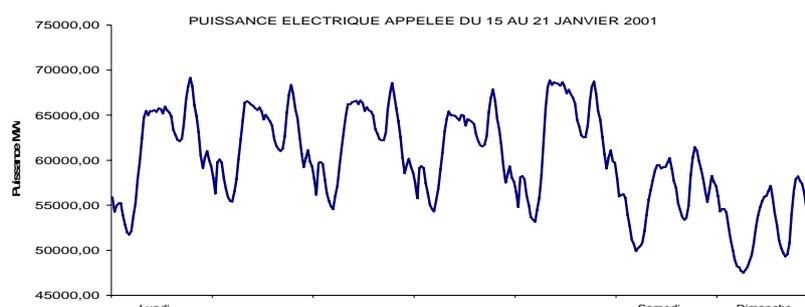


Figure 3. 1 Exemple de cycle hebdomadaire: données RTE 2001

Problématique de l'intermittence

Les variations imprévues de l'offre sont le plus souvent dues à des aléas sur les moyens de production ou le réseau de transport (perte brutale d'un groupe de production ou d'une ligne). Certains moyens de production sont cependant caractérisés par une production fondamentalement intermittente. Ce sont d'une façon générale les moyens de production d'origine renouvelable. L'intermittence peut mettre en jeu des constantes de temps différentes [32] : variations pluriannuelles (biomasse), variations saisonnières et annuelles (hydraulique), variations infra journalières voire infra horaires (éolien et solaire). La problématique la plus sensible en terme d'équilibre concerne bien entendu les variations imprévues et d'échelles infra journalières. La production éolienne en est la principale illustration dans les systèmes actuels.

Variations sur le réseau interconnecté

A l'échelle européenne les systèmes européens sont interconnectés. Tout incident de grande amplitude dans un pays est alors immédiatement ressenti dans les autres. Le 28 septembre 2003 un incident sur une ligne en Suisse a ainsi conduit en moins de 30 minutes à une coupure quasi générale de l'électricité en Italie et à un découplage du réseau Italien du reste du réseau européen.

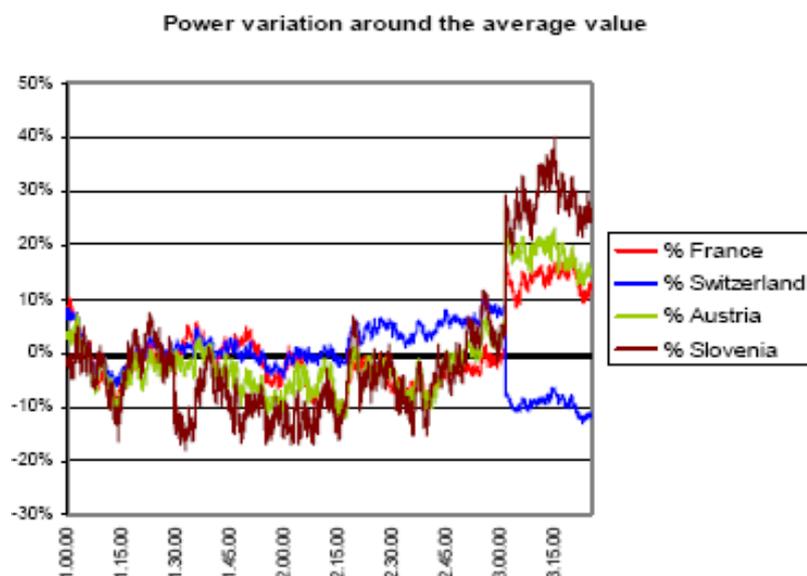


Figure 3. 2 Incident sur le réseau Italien le 28 septembre 2003

Source : Autorités de régulation françaises et italiennes [33]

1.2. Gestion des déséquilibres sur le réseau

Dans le contexte de libéralisation des marchés de l'électricité, la responsabilité de l'équilibre incombe à un acteur indépendant, le gestionnaire de réseau. Cette mission comprend schématiquement trois étapes [31].

a- Préparation de l'exploitation

En pluriannuel et à l'échelle hebdomadaire, le gestionnaire de réseau planifie les actions de maintenance et détecte les contraintes à venir pour la satisfaction de la demande. La préparation journalière est la plus sensible pour l'équilibre offre demande. Le jour avant l'exploitation, les plans de production détaillés des différentes centrales sont figés²⁶ en fonction de la courbe de charge prévisionnelle du lendemain. Les variations de l'offre sont programmées.

b1- Conduite en temps réel

En temps réel, des écarts de prévision ou des aléas divers menacent la stabilité de l'équilibre du système. Pour y faire face le gestionnaire de réseau a recours à des dispositifs de réglage et notamment à une réserve de production rapidement mobilisable à la hausse ou à la baisse.

Phénomènes physiques	Echelle de temps (secondes)	Domaines d'activité
Foudre	10^{-6} à 10^{-4}	Protection
Court Circuit	10^{-4} à 10^{-1}	Protection
	10^{-1} à 10	Protection + réglage+ conduite
Tenue de la tension et/ou de la fréquence	1 à 10^2	Conduite et réglage
	10^2 à 10^5	Conduite

Tableau 3. 1 Domaines d'activités et phénomènes physiques sur le réseau

Source : d'après Techniques de l'Ingénieur [34]

Le réglage primaire et le réglage secondaire sont automatiques. Ils assurent la répartition rapide (quelques secondes) des fluctuations de la puissance appelée entre les groupes de production et le retour à l'équilibre du plan de production en quelques minutes [35]. Pour des écarts durables et plus importants, le réglage tertiaire est mis en œuvre. Il repose sur une réserve de production rapidement mobilisable. Des installations fonctionnant à dessein en dessous de leurs puissances nominales en prévision d'incidents

²⁶ Les moyens de production les plus rentables sont sélectionnés dans le respect des contraintes techniques du réseau et des caractéristiques dynamiques des groupes de production.

ou des centrales à démarrage rapide (pour des déséquilibres plus longs) sont appelées. La limite de gestion des déséquilibres est le délestage (volontaire²⁷ ou non). La définition des échelles de temps concernées par les différentes réserves (moins d'une minute, jusqu'à 10 minutes, plus de 10 minutes) est une prérogative des gestionnaires de réseau de chaque pays. En France cette réserve est au minimum de 1500 MW disponibles en 15 minutes pour compenser la perte du groupe le plus important [36].

b2- Conduite et interconnexion

Les interconnexions ont pour vocation initiale, l'assistance mutuelle entre pays en cas d'évènements graves. Avec le développement des échanges purement marchands, le foisonnement des pointes au niveau européen et les possibilités d'utilisation des interconnexions dans la gestion des pointes²⁸ [36], font partie des options futures envisagées.

c- Gestion des écarts et partage des responsabilités

La gestion des écarts est effectuée par le gestionnaire de réseau pendant les jours qui suivent l'exploitation. Elle repose sur la comptabilisation des flux réels de chaque acteur, l'identification des responsabilités pour les écarts et les rémunérations ou facturations correspondantes.

2. Limites de la modélisation prospective

2.1. Illustration par la planification du RTE dans le cadre de la PPI

Un modèle détaillé et dédié à l'électricité

En France, le rapport sur la planification pluriannuelle des investissements (PPI) constitue la « traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité » [36]. Comme supports à cet exercice, le bilan prévisionnel 2006-2015 du RTE [37] et son modèle de planification pluriannuel sont utilisés pour évaluer les besoins sur le moyen terme²⁹ en capacité de production.

²⁷ Dans le sens d'un potentiel d'effacement de la demande sur requête du gestionnaire.

²⁸ Prise en compte de possibilités d'importation sur le marché européen comme centrale virtuelle.

²⁹ L'horizon concerné doit permettre d'anticiper suffisamment à l'avance en tenant compte des délais de décision d'investissement, d'enquêtes publiques éventuelles, d'autorisation de construction puis de construction effective des centrales.

La modélisation effectuée comporte un grand niveau de détail dans les données relatives aux perspectives sectorielles d'évolution de la demande et à la structure de l'offre existante. Le modèle mesure la capacité de l'offre existante à faire face à l'évolution prévisionnelle de la demande. Le besoin en nouveaux investissements est estimé par le niveau de défaillance du parc simulé. Le modèle évalue donc la fiabilité future d'une structure de parc de production stable³⁰. La courbe de charge y est décrite avec un pas horaire.

Le critère calculé est le LOLE (Lost of Load Expectation) ou probabilité de défaillance. Il mesure le nombre d'heures durant l'année pendant lesquelles la demande ne pourra être satisfaite³¹. La valeur de référence est définie indépendamment par chaque gestionnaire de réseau : de 3h/an³² en France, 8h/an en Irlande [38], et 16h/an en Belgique [39].

En France le RTE définit pour chaque année d'étude, 495 scénarios d'avenir possibles combinant divers aléas, parmi lesquels le climat et en particulier la température, le débit moyen hebdomadaire sur chacune des 500 unités hydrauliques, le niveau de vent, les arrêts forcés des centrales thermiques (sous forme d'un tirage aléatoire indépendant respectant la disponibilité annuelle de chaque filière) et en déduit le nombre d'heures pendant lesquelles l'équilibre offre demande ne peut être réalisé [37].

Représentation de la production éolienne

La part actuelle de la production éolienne dans le système électrique français est faible ; une représentation simplifiée est donc adoptée et la production éolienne est représentée par une disponibilité annuelle moyenne de 26%. Pour traduire la dégradation de cette disponibilité lors de conditions anticycloniques hivernales, une disponibilité minimale de 15% est retenue dans les scénarios d'aléas correspondants. La production éolienne est considérée comme ayant un coût nul et rentre en base dans l'empilement économique des moyens de production [37].

Résultats de la PPI et enseignements relatifs à la flexibilité

Les simulations du RTE ont servi dans le cadre de la PPI à établir des recommandations pour le programme d'investissement à court terme. Les performances de défaillance pour

³⁰ Cette approche est différente de la recherche d'une structure de production optimale.

³¹ Voir l'annexe A pour une illustration de la méthode de calcul du LOLE.

³² Et pour une énergie de défaillance maximale de 8 à 10 GWh.

différentes structures de parc ont été calculées. Les résultats de production thermique illustrent clairement la problématique de la flexibilité des moyens de production.

La simulation détermine une production thermique de 8TWh alors que la moyenne sur les dernières années est de 25 à 30 TWh. Cet écart est justifié par [36] :

- « 7 à 8 TWh liés à la non-modélisation des contraintes dynamiques sur les groupes, et à un appel en simulation des groupes nucléaires sur des durées trop courtes par rapport à leurs possibilités réelles de suivi de charge » ;
- « 1 à 2 TWh pour la résolution de congestion sur le réseau » ;
- « 1 à 2 TWh pour la constitution des réserves tertiaires ou secondaires » ;
- « 2 TWh pour les maintiens en heures creuses justifiés économiquement par rapport aux coûts d'un cycle d'arrêt démarrage » ;
- « 6 TWh en raison d'aléas divers sur le parc nucléaire ».

Ces résultats montrent la grande sensibilité (écart de quasiment 200%) de la production thermique totale à la question de la flexibilité pour des systèmes à faible part de production thermique. Malgré un pas de simulation horaire, le modèle n'échappe pas aux difficultés de prise en compte de la flexibilité :

- Les possibilités de variation de charge, et la durée minimale des cycles d'arrêt ou de démarrage, lient en réalité les équilibres électriques sur plusieurs heures consécutives. Des équilibres indépendants sur chaque heure ne suffisent donc pas à traduire la dynamique des groupes de production.
- Les conditions relatives aux congestions sur le réseau et les impositions pour la réserve ne sont pas non plus traduites par un équilibre horaire ; elles nécessitent une prise en compte explicite de la topographie du réseau.

Le bilan prévisionnel dans son annexe 2 [37] évoque aussi les questions³³ induites sur l'équilibre par un développement massif de la production éolienne. Les incertitudes concernent la puissance minimale garantie et le besoin en moyen d'ajustement pour compenser l'irrégularité de la production éolienne. La représentation par une production constante et en base n'intègre pas ces préoccupations.

³³ En plus des questions liées à l'équilibre offre demande en puissance active, on peut citer aussi les besoins de renforcement de réseau et d'équilibre en puissance réactive.

2.2. Les modèles de prospective sur le long terme

Les modèles globaux de prospective sur le long terme présentés dans le chapitre 1 permettent l'évaluation de politiques énergétiques multisectorielles. Cette généralité de propos constitue leur force. Cependant, l'unité des représentations adoptées conduit à une modélisation très simpliste des contraintes spécifiques de l'électricité en général et du besoin en flexibilité du système électrique en particulier.

L'approche économique adopte une vision peu détaillée du secteur énergétique. Les flux d'énergie sont traduits en unités monétaires et l'équilibre offre demande ne repose pas sur des caractéristiques techniques. Les modèles technologiques proposent une description plus détaillée du secteur électrique où les flux sont représentés en unités énergétiques. Les équilibres électriques sont cependant exprimés en général sur l'année³⁴ et évalués en énergie totale plutôt qu'en puissance horaire appelée. Dans ces modèles globaux, les contraintes de flexibilité sont globalement peu prises en compte.

L'exigence de flexibilité sur le court terme impose cependant des investissements à durée de vie longue. Comme l'illustre l'exemple de la simulation pour la PPI, la sensibilité des évaluations à la flexibilité peut être très élevée. Les critères de sélection et le type de centrales appelées sont ainsi affectés à plusieurs titres :

- Ignorer la flexibilité, conduit à surestimer l'intérêt des centrales à faibles coûts de production mais peu réactives pour le suivi de la courbe de charge. Les besoins en capacité, le type de technologies sélectionnées et les taux d'utilisation sont concernés.

- Les coûts de fonctionnement du système sont aussi affectés car, même à technologie identique, les contraintes de fonctionnement à charge partielle augmentent le coût (amortissement moins rapide, besoin d'utiliser un plus grand nombre de centrales) de satisfaction de la demande.

- La problématique de l'intermittence prendra une part plus importante avec le développement de la production éolienne. L'importance du potentiel éolien en Europe et son rôle en terme de sécurité d'approvisionnement ou d'émission de gaz à effet de serre sont attestés par plusieurs publications [40] [42]. Pour la France, le potentiel théorique³⁵ est estimé à 66 TWh pour 30 GW d'éolien on shore et 97 TWh pour 30 GW d'éolien offshore [36]. Avec une valorisation croissante de ce gisement, le besoin supplémentaire

³⁴ L'équilibre est exprimé sur 6 sous saisons pour la modélisation MARKAL. Voir chapII 3.2.

³⁵ Le rapport sur l'étude prospective de la filière nucléaire [41] avance un gisement total de 50 TWh (terrestre et maritime) justifié par l'existence d'une grande part de gisement non valorisable.

en flexibilité sera plus élevé. La faisabilité de scénarios à faible part de production thermique et à forte part d'éolien ou de solaire est alors à questionner.

- Les moyens de production thermique sont les seules sources d'émissions directes de gaz à effet de serre pour le secteur électrique. Ces émissions sont liées aux technologies et aux combustibles utilisés par les rendements de combustion et le contenu en carbone de chaque combustible. Le rapport sur la PPI précise ainsi qu'aucune évaluation des émissions de CO₂ n'est effectuée du fait des incertitudes sur le niveau de la production thermique. A cause du besoin de flexibilité supplémentaire, le potentiel de réduction des émissions attribuée aux énergies renouvelables intermittentes doit aussi éventuellement être ajusté.

A défaut de pouvoir les supprimer totalement, ces limites de la représentation prospective du secteur électrique doivent être fortement présentes au moment de l'interprétation des résultats des modèles de prospective.

CHAPITRE 4

IV. MODELE MARKAL DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS

1. Hypothèses de description du système électrique français en 2000

La description du parc électrique existant en 2000 s'appuie sur des données du gestionnaire de réseau électrique (RTE), sur les sites Internet et des rapports édités par les principaux producteurs d'électricité en France (EDF, SNET, CNR), sur plusieurs rapports édités par des commissions du sénat, et aussi sur des sites Internet et des rapports divers.

1.1. Le parc de production existant

Un panorama global du secteur électrique permet de mettre en évidence les caractéristiques principales de l'offre d'électricité en France à travers les parts relatives des différents modes de production. Le graphique ci-dessous (Figure 4.1), réalisé à partir du rapport sur la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) [36] et des résultats techniques du RTE pour l'année 2000 [44], illustre ces parts. La production totale nette en 2000 est de 516 on shore pour une capacité installée de 115 on shore

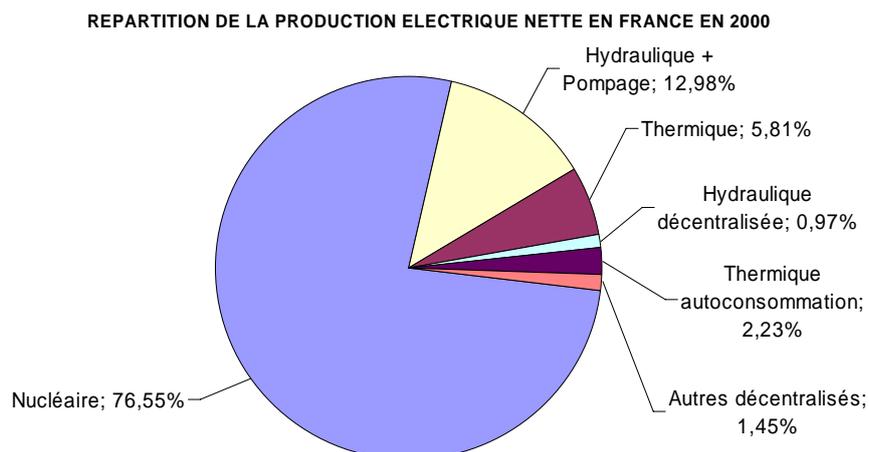


Figure 4.1 Répartition de la production électrique en France en 2000

La production centralisée représente plus de 95% de la production électrique totale. Elle provient d'installations nucléaires, thermiques et hydrauliques de grandes puissances. La production décentralisée³⁶ (5%) regroupe la production thermique en autoconsommation, les centrales hydrauliques de faible puissance et un ensemble hétérogène de production d'électricité pour la revente au réseau (principalement par cogénération et à base de ressources renouvelables).

La description technique des installations existantes est la première étape de la réalisation du modèle. Les hypothèses retenues pour chaque filière de production et l'évolution future de la puissance installée sont présentées dans les paragraphes suivants. Les impacts environnementaux sont également reportés. Les émissions liées à la construction ou au démantèlement des centrales ne sont cependant pas comptabilisées³⁷.

1.1.1. Centrales nucléaires

Le nucléaire est le premier contributeur à la production électrique en France. La capacité installée de 63 GW se répartit en 26 sites [45] sur toute l'étendue du territoire. Les réacteurs français sont des réacteurs à eau sous pression (REP) avec un rendement

³⁶ Il s'agit dans cette description de la production d'électricité hors entreprises de production d'électricité et non au sens de la production non reliée au réseau et en autoconsommation pour laquelle aucune statistique n'a été disponible.

³⁷ L'analyse effectuée n'est pas une analyse sur l'ensemble du cycle de vie des installations.

moyen proche de 0,33 et un coefficient de production moyen³⁸ (on shore) de 75,8%. La valeur de on shore plus faible en France que dans les autres pays (80 à 90%), s'explique principalement par le fait que les centrales françaises sont, plus souvent qu'ailleurs, appelées pour satisfaire les besoins d'électricité en semi-base (environ 5000h de fonctionnement par an).

D'un point de vue environnemental, la production d'électricité par une centrale nucléaire ne produit pas d'émission de gaz à effet de serre. Elle génère en contrepartie des déchets radioactifs à vie longue.

Pour toute étude sur le long terme, l'évolution du parc nucléaire est une donnée importante. Le parc actuel est hérité de la forte politique de développement engagée au lendemain de la crise pétrolière de 1973 ; 50 GW (soit 80% des réacteurs en exercice) ont été mis en service entre 1980 et 1990 [46]. Le déclassement de ces centrales nucléaires conduira alors à une baisse brutale, "effet falaise", de la capacité totale installée en 2000, entre 2020 et 2030.

La Figure 4.2 représente l'évolution de cette capacité sur 50 ans. Elle s'appuie sur les dates de mise en service des différentes tranches nucléaires et une durée de vie de 40 ans.

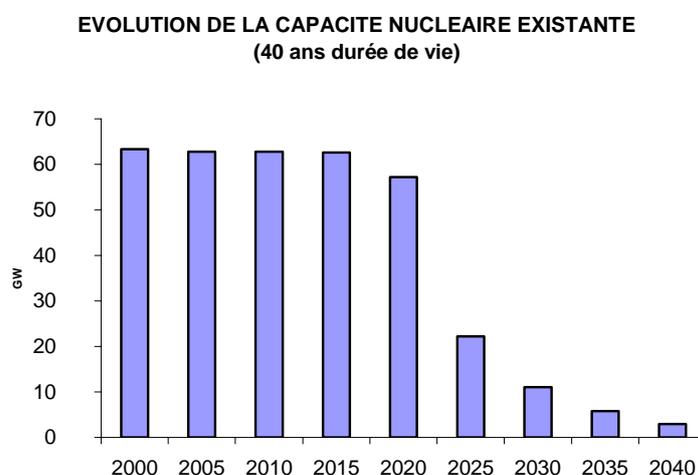


Figure 4.2 Evolution de la capacité nucléaire existante

³⁸ L'industrie nucléaire distingue le taux (Kd) de disponibilité en énergie sur l'année, et le taux (Ku) d'utilisation de cette énergie disponible. Le coefficient de production Kp est le produit de ces deux taux.

1.1.2. Centrales Hydrauliques

La production hydraulique arrive en seconde position des contributions à la production totale avec 72 shore d'électricité produite. La capacité totale installée est de 25,4 GW dont 4,3 GW de dispositifs de pompage. La production annuelle des centrales hydrauliques dépend fortement du régime des précipitations. La Figure 4.3 représente l'évolution du facteur d'utilisation de la capacité hydraulique installée de 1974 à 2000.

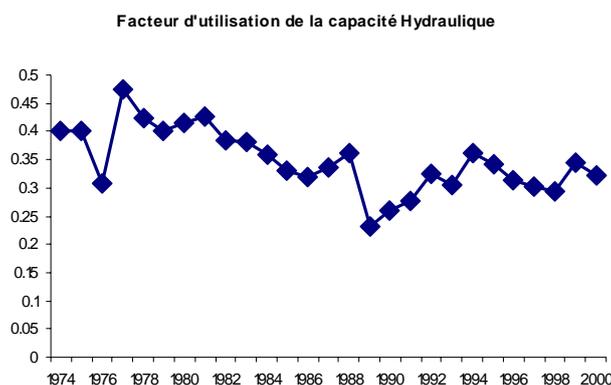


Figure 4.3 Facteur d'utilisation de la capacité hydraulique en France

Source: Cd-rom AIE [47]

La répartition de la capacité installée en fonction de la durée de remplissage du réservoir permet de discriminer plus finement les centrales. Pour chaque type de centrale, le facteur d'utilisation est calculé à partir de la puissance nominale et de la productibilité annuelle moyenne. La valeur de rendement retenue est de 95% pour les installations de grandes puissances et de 90% pour la production décentralisée de petite puissance [49].

	Remplissage du réservoir		Puissance nominale GW	Prod annuelle moyenne GWh	Facteur d'utilisation moyen
Grande puissance	2h	Fil de l'eau	6,383	32406	57,96%
	2 à 400h	Eclusée	4,243	13815	37,17%
	Plus de 400h	Lac	8,968	17408	22,16%
Petite hydraulique	2h	Fil de l'eau	1,200	5000	47,56%

Tableau 4.1 Capacités hydrauliques françaises

Source: D'après le rapport sur la PPI [36]

La puissance installée pour la petite hydraulique est de 2 GW selon les données EUROSTAT [50]. Cette divergence entre les sources statistiques s'explique par le niveau

maximum de puissance retenu pour la classification : 10 MW pour on shore et EUROSTAT contre 4,5 MW³⁹ pour la PPI.

Le parc hydraulique français est enfin complété par 4,3 GW d'installations de stockage qui permettent un arbitrage entre les périodes de faibles (nuit) et de fortes (pic de jour) consommations. Les installations de pompage mixtes produisent par ailleurs 1160 GWh/an à partir d'apports naturels [36]. L'efficacité retenue pour le stockage hydraulique entre le pompage de nuit et le turbinage de jour est de 73%. Elle est calculée à partir d'une énergie absorbée pour le pompage de 6,6 shore et d'une production électrique associée de 4,8 shore en 2000 [44]. Aucun déclassement n'est envisagé dans le futur pour les installations hydrauliques.

1.1.3. Centrales thermiques centralisées

La production électrique des centrales thermiques classiques centralisées représente 5,8% de la production totale. Ces centrales sont utilisées pour la pointe ou pour des besoins d'ajustement. Les statistiques sur le parc thermique existant et son évolution sont reconstituées pour l'essentiel, à partir de rapports d'EDF [51], de la SNET [52], et d'une étude du CERNA [53].

○ *Centrales en activité*

Les centrales thermiques en activité totalisent une puissance de 13 on shore Le charbon, le fioul, le gaz naturel et des gaz sidérurgiques sont les combustibles utilisés.

Charbon

En 2000, le parc existant de centrales charbons à vapeur en activité est de 8,6 GW dont 0,4 correspondent à des centrales modernes à lits fluidisés. A l'exclusion de ces centrales modernes, l'âge moyen du parc est relativement élevé. Le graphe ci-dessous projette l'évolution du parc actuel avec l'hypothèse d'une durée de vie de 40 ans pour le charbon conventionnel et de 35 ans pour les lits fluidisés.

³⁹ La petite hydraulique est définie en France par le seuil de puissance maximale pour des installations soumises à autorisation.

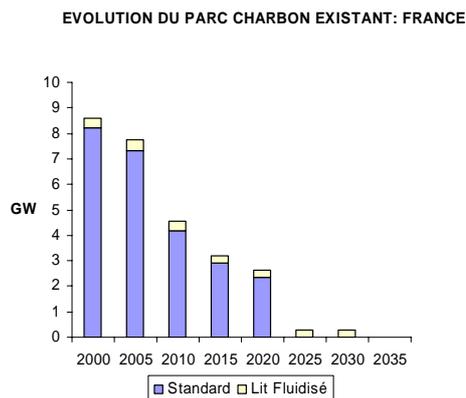


Figure 4.4 Evolution du parc de centrales charbon existantes

Le rendement moyen du parc est par hypothèse de 35% pour les centrales conventionnelles, et de 42% pour les lits fluidisés [54]. La disponibilité technique des installations est de 85% pour les centrales conventionnelles et de 90% pour les lits fluidisés.

Centrales au fioul

La capacité totale installée de centrales au fioul est de 3,9 shore Elle se répartit en 3,3 GW de centrales vapeur et 0,6 GW de turbines ou moteurs à combustion interne. Le rendement moyen du parc est de 33% pour une disponibilité de 85%. L'évolution future est projetée avec une durée de vie de 35 ans pour les centrales vapeur et de 25 ans pour les centrales à combustion.

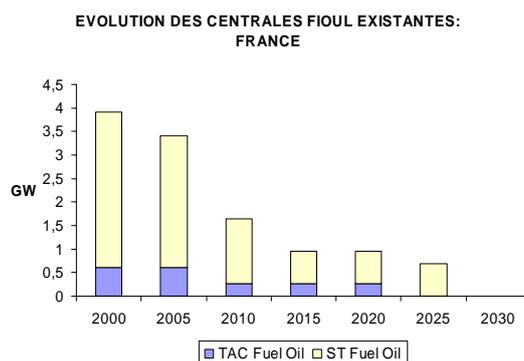


Figure 4.5 Evolution du parc de centrales au fioul existantes

Centrales au gaz naturel

La capacité installée en 2000 se résume à une turbine à combustion de 0,2 GW au gaz naturel mise en service en 1992 à Gennevilliers. Les caractéristiques techniques retenues sont un rendement de 34% et une disponibilité de 97% [54]. Avec l'hypothèse

d'une durée de vie de 25 ans, la capacité existante est retirée de l'exploitation en 2017.

Centrale brûlant des gaz industriels

Deux centrales d'une capacité totale de 0,4 GW, brûlent comme combustible, des gaz industriels. Leur retrait d'exploitation est supposé effectif en 2005. Le rendement est par hypothèse de 33% et la disponibilité de 0,85.

○ *Centrales en arrêt garanti pluriannuel*

Plusieurs installations thermiques existantes sont en arrêt garanti pluriannuel (AGP). La capacité totale des centrales en AGP en 2000 est de 5,5 GW [55]. Le rapport sur la PPI présente une capacité totale en AGP de 6,7 GW en 2000. Cette valeur inclut des centrales retirées de l'exploitation qui ne sont plus comptabilisées dans la valeur de 5,5 GW retenue. Du fait d'une extension possible de la durée de vie de ces centrales liée à une période d'inactivité prolongée, leur usage (ou non usage) présente un intérêt stratégique dans la satisfaction de la demande future. Pour évaluer l'évolution future du parc en AGP, une telle extension de la durée de vie n'est, en première approximation, pas envisagée. Le retrait de ces centrales dépend donc uniquement de la date de mise en service et de la durée de vie technique.

Le parc de centrales AGP retenu se répartit en 1,98 GW de centrales vapeur au charbon, 3,63 GW de centrales vapeur au fioul et 0,060 GW de turbines à combustion au fioul. L'évolution future est calculée à partir d'hypothèses de 40, 35, 25 ans de durées de vie respectives pour chaque type de centrale.

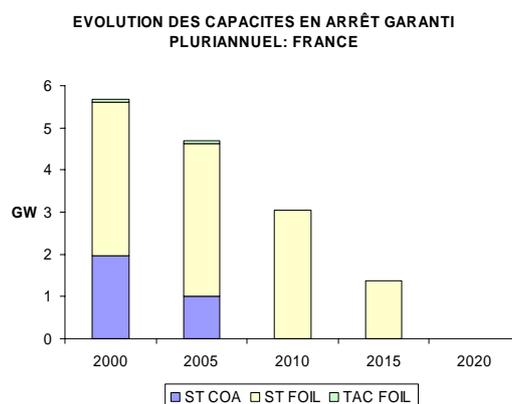


Figure 4.6 Evolution du parc de centrales en AGP

○ *Impact environnemental*

Pour la production électrique, les installations thermiques sont les seules sources d'émission de gaz à effet de serre. Le CITEPA [56] recense, en 2000 et pour l'ensemble de la production électrique, une émission de CO₂ de 31835 Kt (dont 435 d'équivalent CO₂ du SF₆). Ramené à la seule production thermique, le facteur d'émission est donc de 758 tCO₂/GWh pour l'ensemble du parc thermique en 2000. Cette valeur est proche des 740 tCO₂/GWh fourni par Eurelectric [49] pour l'année 1999.

1.1.4. Production décentralisée d'origine renouvelable

Les installations de production d'électricité à partir de ressources renouvelables bénéficient de tarifs de rachats de l'électricité produite à des prix garantis. Ce sont des installations de production exclusive d'électricité ou de production d'électricité et de chaleur en cogénération qui fonctionnent pour la plupart en revente totale de l'électricité produite au réseau. Les différents tarifs applicables [57] dépendent de la technologie mise en oeuvre.

La production d'électricité seule est assurée, en France métropolitaine, par les unités d'incinérations d'ordures ménagères (UIOM), avec 919 GWh brut produit, et par la production éolienne avec 77 GWh [58]. La contribution de l'énergie solaire est faible (5 GWh). La production d'électricité par cogénération concerne certaines UIOM (6,7 TWh bruts), les installations brûlant du bois (1,4 TWh) et des installations fonctionnant au biogaz (0,321 TWh).

○ *Incinération des ordures ménagères*

La valorisation énergétique des déchets urbains pour la production d'électricité est faite à 45% par la production exclusive d'électricité et à 55% par des installations de cogénération. L'ADEME [59] fournit une description précise des UIOM notamment en terme de capacité de traitement des déchets. L'incinération concerne 26% des 45,4 Mt de déchets ménagers et la valorisation énergétique compte pour 93% (10,4 Mt) de l'ensemble des déchets incinérés. Les pourcentages en terme de production d'électricité vendue (hors autoconsommation) sont de 50% pour la production indépendante et 50% pour la cogénération.

Mode de valorisation	Nombre d'installations	Quantités de déchets incinérée (Mt*)	Quantité d'énergie (TWh)		Age moyen
			Vendue	Autoconsommée	
Tout électrique	24	2,2	0,7	0,18	12 ans (1988 : année médiane)
Tout thermique	28	1,6	1,42	0,07	
Valorisation combinée	33	6	5,62	1,1	
dont électrique			0,7	0,4	
dont thermique			4,92	0,7	
Données manquantes	7	0,6		0,18	

Tableau 4.2 Production d'énergie des unités d'incinération d'ordures ménagères 2000

Source : ADEME [59]

○ *Bois et biogaz*

Les installations à base de biogaz ou de bois et de déchets de bois fonctionnent en cogénération. Leur production annuelle est de:

- 1398 GWh électrique pour 1120 ktep de chaleur par cogénération bois dans l'industrie
- 321 GWh électrique pour 57 ktep de chaleur à partir de biogaz de décharge

○ *Production éolienne*

Le développement de l'éolien en France est récent et la capacité éolienne totale en 2000 s'élevait à 55,7 MW installés pour l'essentiel entre 1995 et 2000. Les éoliennes produisent une énergie intermittente qui est soumise aux aléas des vents. Leur disponibilité technique est caractérisée par le facteur de charge qui traduit le nombre d'heures équivalent de fonctionnement à la puissance nominale.

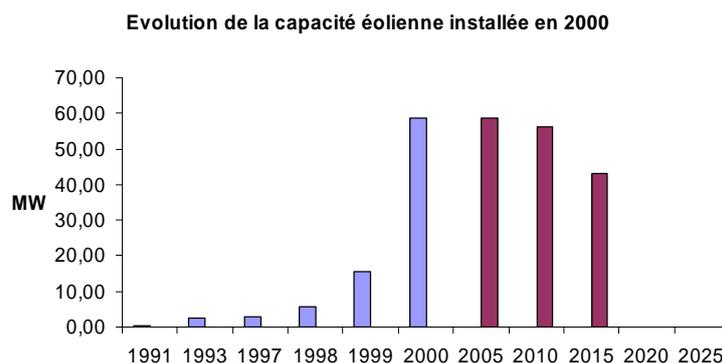


Figure 4.7 Evolution du parc éolien installé en 2000

Source : Observatoire de l'énergie

Le calcul de ce facteur pour les 55,7 MW installés en 2000 et une production éolienne de 77 GWh, donne un facteur de charge d'environ 1380 heures par an. Cette valeur est nettement inférieure aux chiffres de 2000h à 2400h de fonctionnement généralement

admis⁴⁰ [60] [41]. Cet écart peut s'expliquer par la « jeunesse » de la filière, et des arrêts (pannes ou autres aléas de production) plus fréquents pour ces installations.

1.1.5. Production décentralisée non renouvelable

Très peu de statistiques complètes sont disponibles sur la production décentralisée à partir de ressources fossiles. Les distinctions entre production unique d'électricité ou cogénération, revente au réseau ou autoconsommation, de même que l'inclusion ou non des raffineries dans la branche énergie ou dans la branche industrie compliquent la conciliation des sources de données hétérogènes.

Le rapport sur la PPI permet d'estimer la production décentralisée hors renouvelable à environ 15,3 TWh tandis que l'AIE [47] avance le chiffre de 25,9 TWh dont 17,8 TWh pour la seule industrie. Des statistiques EUROSTAT [62] évaluent la production de la seule cogénération à 16,28 TWh électrique en 2000 pour une capacité installée totale de 4,8 GW électrique.

En ce qui concerne la cogénération (hors renouvelable), malgré un fort développement en France jusqu'en 2000, les statistiques sont rares. Les seules données exhaustives récupérées datent de 1997 et concernent un parc ancien essentiellement dans l'industrie [63].

La production totale de l'ensemble de la production décentralisée non renouvelable est la donnée statistique retenue pour l'année de base. L'hypothèse d'une contribution totale de 15,3 TWh est conservée. A défaut d'autres indications, l'impact environnemental de cette production est pris égal à l'impact du parc thermique français soit 758 tCO₂/GWh.

1.2. Coûts d'exploitation et de maintenance du parc existant

Les coûts d'investissement des centrales existantes en 2000 sont des "coûts imputés" (déjà réalisés et irrécupérables), qui ne sont pas comptabilisés dans la décision de faire fonctionner ou non les centrales [64]. Seuls les coûts d'exploitation fixes et/ou variables, déterminent l'opportunité économique des installations existantes.

Dans les conditions réelles de fonctionnement des centrales électriques, les coûts variables dépendent du nombre d'arrêts et de démarrages et de la durée d'utilisation

⁴⁰ A titre de comparaison, la valeur de 2000h/an de production à pleine puissance caractérise dans le rapport sur les coûts de référence de la production décentralisée [60] les sites de production médiocres.

totale sur l'année. Ils seront maintenus constants en première approximation et chaque centrale sera décrite par un coût variable unique. Les coûts considérés sont uniquement les coûts liés à la technologie. Ils excluent les coûts de combustible qui font l'objet de scénarios définis par ailleurs.

Les coûts décrits ci-dessous proviennent des hypothèses retenues pour le calcul des coûts complets dans le rapport parlementaire d'évaluation économique de la filière nucléaire [65], et les coûts de référence de la production électrique [54]. Ces données françaises retenues de façon prioritaire ont été complétées pour l'hydraulique et le fioul par des hypothèses moyennes définies à partir de sources annexes [66] et confortées par les échanges avec d'autres équipes de modélisation⁴¹.

		Charges d'exploitation fixes et variables	
		€/kW	€/MWh
Nucléaire REP	Variable	Direct	7,62
		Taxes	1,52
		Autres	0,61
		R&D	0,91
		Démantèlement	1,52
			12,2
Hydro	Large	17	3,5
	Pulvérisé	30	2,3
Charbon	Lit fluidisé	39	1,6
	Vapeur	15	3,5
Pétrole	Turbine à gaz	8	10
Gaz naturel	Turbine à gaz	8	7
Gaz industriels	Hypothèse: Idem pétrole vapeur	15	3,5

Tableau 4.3 Hypothèses de coûts d'exploitation des installations existantes

1.3. Le réseau électrique en 2000: pertes et interconnexions

Le réseau électrique français est un réseau de grande dimension par sa taille (1,39 millions de kilomètres de lignes) et par la quantité d'électricité qui y transite. Il comprend un réseau de grand transport de 20892 Km (lignes 400kV) un réseau de répartition régional de 84970 Km (lignes 225kV et autres) et un vaste réseau de distribution de 1,28 millions de Km (HTA et BT). A l'interface entre les lignes, 1538 transformateurs amènent la tension au niveau adéquat [67]. L'électricité se dissipe par effet joule à travers tous ces équipements. En 2000 les pertes sont selon le RTE [44] de 30,3⁴² TWh soit environ 5,87% de l'électricité totale produite.

⁴¹ Au sein de l'ETSAP et principalement avec l'université catholique de Leuven (KUL) en Belgique.

⁴² Hors énergie absorbée par le pompage, intégrée dans le rendement des installations de pompage.

Ce réseau s'étend à l'échelle européenne, par un réseau d'interconnexion qui permet l'échange d'électricité entre le réseau français et les réseaux voisins. La capacité totale d'interconnexion de la France est d'environ 10,6 GW. Les exportations françaises pour l'année 2000 s'élèvent à 72,7 TWh pour 3,3 TWh d'importation. Le solde exportateur de 69,4 TWh se répartit différemment selon les pays voisins.

TWh	Solde exportateur
Belgique	8,3
Allemagne	15,2
Suisse	7,4
Italie	15,8
Andorre	0,1
Espagne	7,9
Royaume-Uni	14,7

Tableau 4.4 Répartition des exportations d'électricité de la France

Peu de statistiques sont accessibles sur les besoins d'extension ou de remplacement du réseau existant. Ces décisions dépendent de configurations géographiques régionales et du niveau d'utilisation des lignes. La pyramide des âges du réseau de transport [67] montre toutefois une forte dispersion des dates de construction des lignes existantes et la présence de lignes très anciennes (50 à 80 ans), ce qui laisse présager de grands besoins de remplacement dans les prochaines décennies. Un remplacement de grande envergure est de nature à modifier le pourcentage des pertes sur le réseau, voire à contester quelque peu la logique de production centralisée.

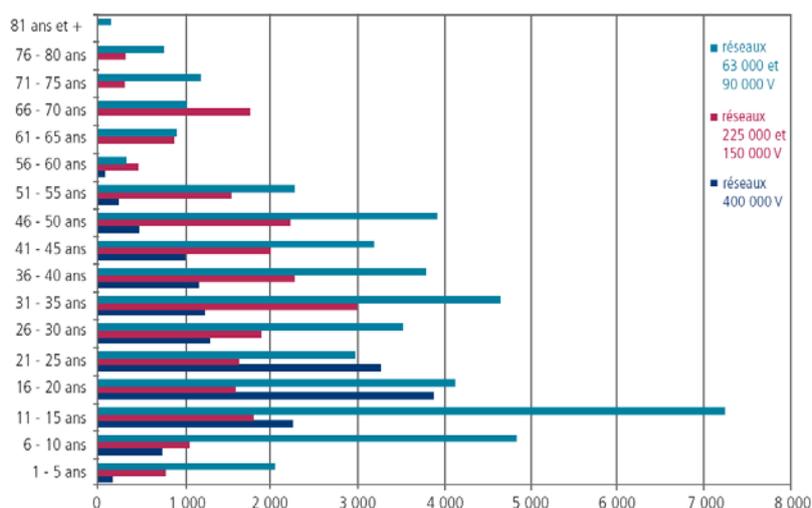


Figure 4.8 Pyramide des âges du réseau électrique français

Source RTE [67]

En l'absence d'informations plus détaillées, et d'hypothèses crédibles sur les durées de vie des équipements, l'évolution du réseau actuel n'est pas projetée explicitement.

L'étude menée ne s'intéresse donc pas explicitement à la problématique du renouvellement du réseau. Une telle modélisation nécessiterait plus d'informations détaillées sur l'évolution future du réseau de transport actuel, sur l'évolution des coûts de construction de nouvelles lignes, sur les besoins de renforcement par niveau de capacités nouvelles installées, et un niveau de détail géographique avancé. Dans la représentation proposée, leur prise en compte ne peut être faite qu'au travers de scénarios de réduction du pourcentage de pertes en ligne ou de scénarios de progression exogène de la part de la production décentralisée.

1.4. Options techniques pour l'approvisionnement futur

1.4.1. Centrales prévues ou en cours de construction

L'année de base du modèle est l'année 2000. Ce choix permet de se caler sur des données relativement récentes et dans le même temps, suffisamment éloignées pour permettre une plus grande disponibilité d'études et de statistiques. De 2000 à 2005 cependant, certaines décisions d'installation de nouveaux moyens ont été prises. Leur installation est une donnée effective qui ne peut plus faire l'objet de scénarios ou d'optimisation. Le Tableau 4.5 recense les installations mises en service depuis 2000, celles en cours de construction ou fortement probables et les appels d'offre en cours.

	Sté	P MW	Comb1	Comb2	Mise en service	TYPE
Tête de pont EPR	EDF	1600	Uranium enrichi		2013	Nucléaire de génération 3
DK6	Gaz de France	800	Gaz naturel	Gaz industriels	2002	Cycle combiné
Eolien	supplémentaire Installé [27]	433			De 2000 à oct. 2005	
	en construction	201,75			2005-2006	
Appels d'offre						
Eolien Terrestre		500			2006	Eolien terrestre
Eolien en mer		500			2007	Eolien en mer
Biomasse		200			2007	Biomasse
Biogaz		50			2007	Biogaz

Tableau 4.5 Centrales installées ou prévues depuis 2000

1.4.2. Technologies futures de production

- Technologies considérées

La base de données des technologies futures délimite, avec les scénarios de coût des énergies, l'ensemble des ajustements et des substitutions technologiques possibles. Le tableau ci-dessous liste les différentes technologies retenues d'après les options avancées

dans les coûts de référence [54] [60], un rapport du sénat [65] et le livre blanc français sur les énergies [1].

Production centralisée d'électricité		
Thermique	Charbon	Lits fluidisés
		Charbon pulvérisé
	Gaz	IGCC (gazéification)
		Gaz turbine simple
Fioul domestique	Cycle combiné	
Nucléaire	Eau légère	TAC
		EPR
Production décentralisée		
Fossile	Cogénération gaz	TAC
Renouvelables	Biomasse	cogénération
	Biogaz	Moteur
	Incinération d'ordures ménagères	TAV
	Hydraulique	Fil de l'eau
	Eolienne	Terrestre
		En mer
	Solaire Photovoltaïque	
	Géothermique	Extraction de fluides
		Roches chaudes sèches
	Mer	Houlomotrice
Houlocinétique		
Piles à combustibles	SOFC	SOFC seule
		SOFC-Biogaz
		SOFC-Turbine gaz

Tableau 4.6 Technologies de production d'électricité

- Dispositifs de dépollution SO₂ NO_x

Les directives européennes (88/2609/CEE et 2001/80/CE) sur les grandes installations de combustion (GIC) imposent des contraintes d'émission de polluants atmosphériques aux installations de combustion à partir d'un seuil de puissance de 50 MW. Pour la France le CITEPA [69] rapporte que " compte tenu des niveaux d'émissions observés en 2003, la France respecte ses engagements de réduction des émissions de SO₂ et de NO_x". Les opérateurs français ont en effet mis en place des programmes d'investissement [53] sur les centrales existantes. Pour les installations futures, les technologies envisagées intègrent déjà, dans leur coût, la norme GIC. Les systèmes de dépollution pour les installations existantes ne seront alors pas représentés. L'étude de l'évolution vers une norme plus sévère nécessiterait par contre la prise en compte de systèmes de dépollution.

- Dispositifs de séquestration du CO₂

La séquestration du CO₂ ne fait à l'inverse l'objet d'aucune norme. Dans le cadre de politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre, les technologies de séquestration du CO₂ peuvent cependant avoir un impact important sur les choix

technologiques. Les coûts réels dépendent des caractéristiques d'opération de la centrale⁴³, néanmoins des valeurs indicatives existent [70] [71].

Centrales	Technologie de capture	Coûts de capture €/t CO2
Charbon solide	Absorption chimique	34-39
	Membranes	65-80
	Distillation cryogénique	30-45
Charbon gazéifié	Absorption chimique	18-32
Cycle combiné	Décarbonisation	33-60

Tableau 4.7 Coûts de capture du CO2

Source : BRGM [71]

2. Structure du modèle du système électrique français

La structure du modèle est adaptée des données techniques et statistiques recensées précédemment afin d'en tirer le meilleur parti. Le système énergétique de référence représenté par la figure ci-dessous en résume l'architecture globale. Dans chaque filière, plusieurs technologies sont en compétition pour satisfaire la demande. La suite de cette section précise les choix faits pour modéliser les différents éléments du système énergétique.

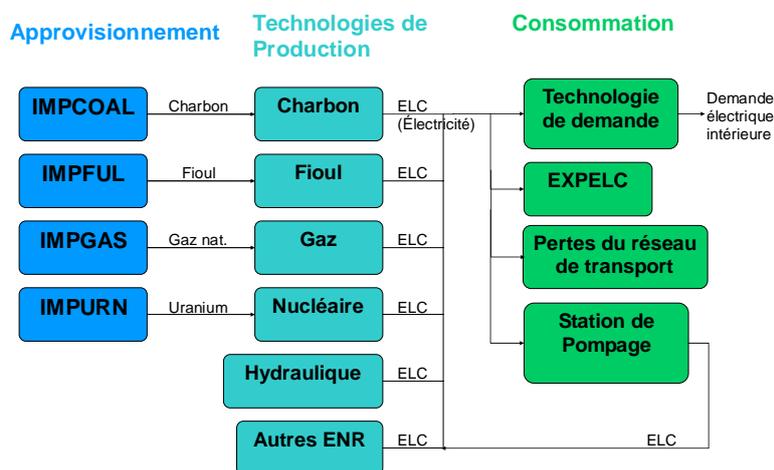


Figure 4.9 Schéma synthétique du système électrique de référence

⁴³ Les performances dépendent de la concentration en CO₂ des effluents gazeux. En cas de fonctionnement à charge partielle, la perte de rendement se traduit par une forte hausse du coût de capture et de stockage.

2.1. Hypothèses générales du modèle électrique

- Horizon et découpage temporel

L'année de base est l'année 2000 et l'horizon de modélisation considéré s'étend jusqu'en 2050. Ce choix permet d'évaluer les performances du système électrique sur le moyen (jusqu'en 2030) et le long terme (de 2030 à 2050). Le moyen terme est marqué par l'évolution du parc actuel tandis que le long terme autorise des ruptures plus marquées. Cet horizon est décomposé en 11 périodes d'une durée de 5 années chacune. Chaque période est subdivisée en 6 sous périodes: 3 saisons (hiver, été et intermédiaire) et 2 moments de la journée (jour/nuit). La période de jour s'étend de 7h du matin à minuit (durée : 17h) et celle de nuit de 0 à 7h (durée : 7h). Chacune de ces sous périodes est enfin, caractérisée par sa fraction sur l'ensemble de l'année.

	Semaines	Nb Total de Semaines	Part
Hiver	1 à 9 et 46 à 52 Nov./Fev.	16	0,332
Intermédiaire	10 à 18 et 37 à 45 Mars/Av. et Sept./Oct.	18	0,334
Eté	19 à 36 Mai/Août	18	0,334

Tableau 4.8 Fraction annuelle des saisons

Durée des sous périodes	I- Jour	I- Nuit	E- Jour	E- Nuit	H- Jour	H- Nuit
France	0,24	0,10	0,25	0,090	0,22	0,10

Tableau 4.9 Fraction annuelle de chaque sous période du modèle

- Taux d'actualisation (Cf. annexe C)

Le choix d'un taux d'actualisation est un exercice sensible parce qu'il n'existe pas de consensus sur la valeur la plus adéquate. L'annexe 8 du rapport d'étude prospective de la filière nucléaire [65] et les travaux du groupe de réflexion "énergie 2010-2020" [72] rappellent les termes du débat : écraser l'intérêt des générations futures avec un taux d'actualisation trop élevé ou méconnaître la préférence pour le présent avec un taux trop faible. Le taux d'actualisation de base retenu est de 8%. Les influences d'autres valeurs pourront néanmoins être envisagées dans des simulations alternatives : un taux plutôt social de 5% et un taux plutôt privé de 10%.

- Paramètres du Réseau

Le modèle développé ne représente pas, dans son détail, la structure du réseau électrique français. Les lignes congestionnées ne sont pas isolées mais le réseau de transport et le réseau de distribution sont néanmoins différenciés. Les moyens de

production centralisés sont raccordés au réseau de transport et la production décentralisée, au réseau de distribution. Les pertes en lignes sont affectées exclusivement au réseau de transport; elles sont de 5,87% [44].

Les équations du modèle traduisent essentiellement des équilibres énergétiques en terme de TWh sur chaque sous période. Le dimensionnement en puissance est toutefois pris partiellement en compte à travers l'obligation de réserve de capacité pour passer la pointe et parer aux aléas. L'équation de pic qui assure cette fonction, est décrite dans la section 3 du chapitre 1. Du point de vue du réseau, cette équation est caractérisée par un facteur de réserve qui précise le pourcentage de surcapacité à prévoir. La valeur retenue pour la France est de 40%. Elle est calibrée sur l'année 2000. Cette valeur élevée s'explique par la puissance de référence utilisée pour le calcul. La réserve pour MARKAL est calculée par rapport à la puissance moyenne appelée sur la sous période de plus forte demande (hiver jour en général). Le facteur de réserve dans MARKAL est donc plus élevé qu'un facteur de réserve calculé par rapport à la puissance maximale appelée sur l'année.

- Hypothèse de représentation des exportations

Les interconnexions de la France avec les pays voisins sont représentées par une capacité d'échange limitée au maximum à 70 TWh. Cette quantité globale est répartie par saison à partir des données statistiques de l'UCTE [94] : 30,8% des exportations ont lieu en hiver, 33,5% en été et les 35,7% restant pendant la saison intermédiaire.

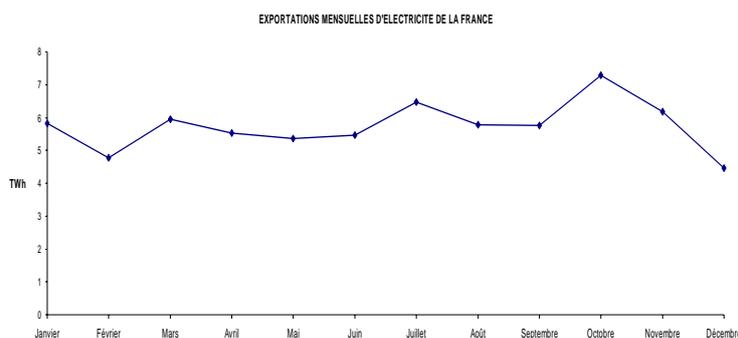


Figure 4.10 Exportations mensuelles d'électricité de la France

Source: D'après les données UCTE [94]

Les décisions d'exportation sont modélisées de façon endogène⁴⁴ et l'arbitrage est réalisé en fonction du prix de valorisation à l'extérieur de l'électricité produite. Cette valorisation sert de seuil pour évaluer l'intérêt d'une diminution des exportations de la France. Si le coût endogène de l'électricité pour la demande interne est au dessus de cette valeur, les exportations sont automatiquement revues à la baisse. La courbe suivante compare les prix de l'électricité vendue aux clients industriels et résidentiels en France et en moyenne dans les pays voisins. Elle met en évidence la compétitivité de l'électricité française, mais aussi les fortes disparités entre clients industriels et résidentiels.

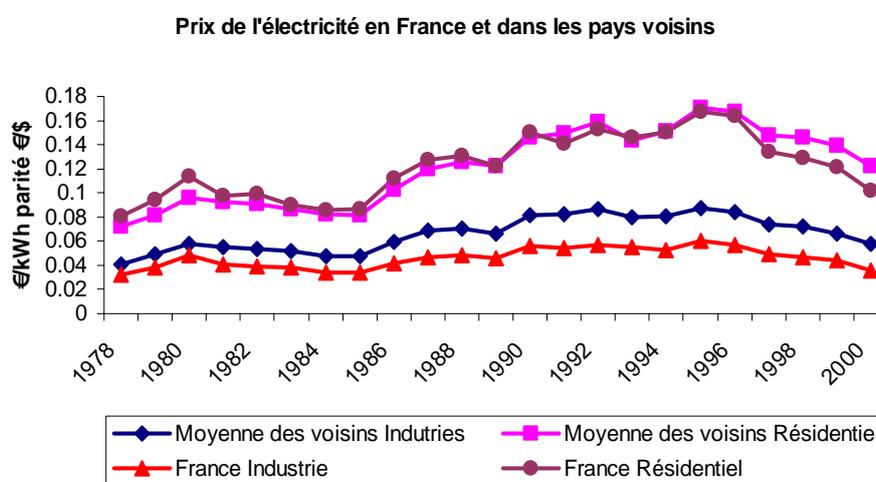


Figure 4.11 Prix de l'électricité en France et dans les pays voisins

Source: Cd-rom AIE [47]

Ces prix de marchés, en l'absence de concurrence réelle sur la période représentée, sont néanmoins peu représentatifs des coûts. Ils ne peuvent pas non plus servir d'étalon pour les valeurs futures. Le montant de la valorisation des exportations pour le modèle fait alors l'objet d'hypothèses spécifiques à chaque scénario étudié. L'ampleur de l'éventuelle baisse d'exportation doit cependant être surveillée car elle reste modulée par les engagements à long terme de la France.

Cette représentation qui considère une demande virtuelle à l'étranger à un prix fixé, est à rapprocher de l'approche du modèle RTE utilisé pour la PPI qui considère une centrale virtuelle à l'étranger mobilisable [37].

⁴⁴ La représentation endogène n'est pas obligatoire et des niveaux fixes peuvent être imposés.

- Hypothèse de représentation de la demande

Décomposition

La demande électrique française est agrégée et sa valeur par période est fixée par les scénarios simulés. La variation de cette demande dans chacune des 6 sous périodes est traduite par des coefficients de répartition. Les valeurs retenues sont calibrées sur l'année 2000 à partir des données ½ horaires du RTE.

Fraction de la demande	I-D	I-N	S-D	S-N	W-D	W-N
France	0,24	0,09	0,22	0,08	0,28	0,10

Tableau 4.10 Répartition saisonnière de la demande d'électricité

Possibilités d'ajustement

La modélisation décrite dans ce travail ignore les possibilités d'ajustement endogène de la demande pour s'intéresser aux conditions, pour une demande future donnée, de l'équilibre production/consommation et à la validité de la représentation de cet équilibre. Le scénario de demande de référence considéré est présenté plus loin. Pour traduire des politiques exogènes de maîtrise de la demande ou pour étudier la sensibilité à divers niveaux, d'autres scénarios alternatifs peuvent être simulés.

Le formalisme de MARKAL offre cependant deux possibilités de représentation endogène des ajustements de la demande⁴⁵ au coût marginal de sa satisfaction:

- La première méthode décrit explicitement les actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) par différents niveaux de réduction associés à leurs coûts. Il faut alors disposer de courbes d'offre de MDE liant la réduction de la demande au coût des mesures engagées. Le potentiel mis effectivement en œuvre est alors déterminé de façon endogène. Lorsque le coût de la consommation d'électricité pour satisfaire la demande est élevé le potentiel de réduction à un coût moindre est utilisé. L'absence d'étude sur le potentiel existant n'a pas permis de construire une telle courbe.

- MARKAL permet aussi de représenter l'ajustement de chaque demande par son élasticité par rapport à son prix (ici le coût marginal de satisfaction de la demande).

⁴⁵ Le choix fait d'isoler l'effet de ces ajustements endogènes sur la demande peut alors être interprété comme traduction du caractère faiblement réactif de la demande d'électricité du fait de nombreux usages captifs ou comme une approche normative à niveau de demande fixée. Hypothèse beaucoup plus discutable en cas de scénarios de rupture.

L'évolution du coût marginal par rapport à une simulation de référence et sur chaque période entraîne alors un ajustement de la demande sur la période.

2.3. Représentation des technologies d'offre

2.3.1 Nomenclature

Les différentes technologies (existantes ou nouvelles), les combustibles utilisés pour la production d'électricité, et les échanges commerciaux avec l'extérieur⁴⁶ sont nommés selon des codes pour faciliter la gestion et l'analyse des résultats.

- Les technologies de production sont identifiées par une série de 5 ou 6 lettres

La première lettre "E", indique que ce sont des technologies de production d'électricité. La seconde lettre "O" ou "N" précise s'il s'agit d'une technologie existante dès l'année de base (Old) ou d'une nouvelle installation (New). Pour les technologies existantes, les trois dernières lettres décrivent la technologie considérée. A titre d'exemple, EOCH1 indique la centrale électrique charbon "CH1" de l'année de base. Les technologies de l'année de base sont de plus caractérisées par une contrainte d'investissement égale à zéro qui interdit toute augmentation de capacité et par un profil de décroissance de la capacité initiale.

Pour les nouveaux investissements, la troisième lettre représente la génération de l'investissement, les quatrième, cinquième et sixième lettres décrivent alors la technologie. EN1CCG décrit ainsi la première génération de cycle combiné à gaz. Cette technologie est la génération disponible dès 2005.

- Les technologies de séquestration du CO₂ sont identifiées par une série de 6 lettres

Des centrales électriques avec séquestration du CO₂ émis sont modélisées. La première lettre "E", indique qu'il s'agit de technologies de production d'électricité. La seconde lettre "S" que ce sont des centrales avec séquestration du CO₂. La troisième lettre représente la génération de l'investissement et les trois suivantes, décrivent la

⁴⁶ La notion "d'extérieur" englobe, au sens MARKAL, toute la partie du système énergétique qui n'est pas modélisée. Dans le cadre du modèle électrique, les échanges avec le reste du système énergétique sont considérés comme des exportations ou des importations.

technologie mise en œuvre. ES1CCG décrit ainsi la première génération de cycle combiné gaz avec séquestration du CO₂.

- Les vecteurs énergétiques sont identifiés par une série de 5 lettres

La première lettre C précise qu'il s'agit de combustibles. La seconde E précise qu'ils sont utilisés par le secteur électrique. Les troisièmes, quatrièmes et cinquièmes lettres décrivent le combustible considéré. CECHR représente ainsi le charbon utilisé pour la production d'électricité. D'un sens plus large, la notion de "vecteurs énergétiques" généralise celle de "combustible" en incluant les énergies renouvelables ou toute autre ressource secondaire créée ou échangée dans le système.

- Les importations ou les exportations sont identifiées par une série de 7 lettres

Imports ou exports sont réalisés par des technologies dont l'entrée est un coût et la sortie un vecteur énergétique. Le coût de ces technologies représente le coût d'importation ou d'exportation, et la sortie, le vecteur énergétique échangé. Les deux premières lettres "IM" ou "EX" représentent le sens de l'échange. Les cinq lettres suivantes, identifient le vecteur énergétique. IMCECHR représente ainsi une importation de charbon pour la production électrique.

2.3.2 Technologies

- Centrales Nucléaires

La production d'électricité nucléaire est dans son principe très similaire à n'importe quelle autre production thermique vapeur. L'énergie thermique du combustible nucléaire y est utilisée pour générer de la vapeur qui va ensuite entraîner les pales d'une turbine et un alternateur pour permettre la production d'électricité. Le design et l'opération d'une centrale nucléaire sont bien sûr radicalement différents de par les caractéristiques radiologiques du combustible. Une centrale nucléaire produit des déchets à vie longue au cœur des problèmes d'acceptabilité du nucléaire par les opinions publiques. Les bilans matière en plutonium ou en actinides mineurs bien qu'importants, ne sont pas modélisés dans la version actuelle qui est axée sur la problématique des gaz à effet de serre. Une centrale nucléaire produit donc, du point de vue adopté, uniquement de l'électricité.

Les centrales nucléaires françaises existantes en 2000 sont dans le modèle, représentées par site et par année de construction des réacteurs ou groupes de réacteurs (exemple Chinon B 1+2 et Chinon B 3+4). Le modèle compte ainsi 26 groupes de réacteurs répartis

sur 19 sites. Pour les nouveaux investissements, les centrales de troisième génération de type EPR (European Pressurized Reactor) sont les seules options modélisées⁴⁷.

Centrales nucléaires 2000 modélisées		
Technologies	Description du Groupe de réacteurs	GW
EON01	Belleville 1+2	2,62
EON02	Blayais 1-4	3,64
EON03	Bugey 1	0,54
EON04	Bugey 2+3	1,84
EON05	Bugey 4+5	1,76
EON06	Cattenom 1-4	5,20
EON07	Chinon B 1+2	1,74
EON08	Chinon B 3+4	1,81
EON09	Chooz B 1	1,46
EON10	Chooz B 2	1,46
EON11	Civeaux 1	1,46
EON12	Civeaux 2	0,88
EON13	Cruas 1	1,83
EON14	Cruas 2+3	0,88
EON15	Cruas 4	3,56
EON16	Dampierre 1-4	1,76
EON17	Fessenheim 1 + 2	1,45
EON18	Flamanville 1+2	2,66
EON19	Golfech 1 + 2	2,62
EON20	Gravelines 1-6	5,46
EON21	Nogent 1+2	2,62
EON22	Paluel 1-4	5,20
EON23	Penly 1+2	2,66
EON24	St. Alban 1+2	2,67
EON25	St. Laurent des-Eaux	1,83
EON26	Tricastin	3,52
ENEPR	Centrale de type EPR	

Tableau 4.11 Centrales nucléaires modélisées

Les valeurs de coefficient de production (Kp) sont différenciées par groupes de réacteur. Le déclassement du parc existant entraîne donc une amélioration mécanique du Kp de la filière REP (deuxième génération) qui atteint 0,85 entre 2025 et 2030.

- Centrales hydrauliques

La capacité hydraulique est désagrégée en trois catégories en fonction des possibilités d'ajustement du productible: stockage, fil de l'eau et productible ajustable.

La capacité totale de stockage est modélisée comme du stockage pur (sans apport naturel). Une contrainte impose une production électrique de jour uniquement avec un remplissage du réservoir par pompage la nuit. Cette distinction de cycles jour/nuit caractérise le pompage. Le rendement de 73% prend explicitement en compte les pertes pour pompage.

Les installations au fil de l'eau sont, toutes puissances confondues, agrégées en une seule centrale. La production électrique correspondante est une production fatale qui ne peut

⁴⁷ Les centrales de 4^{ème} génération ont un intérêt réel lorsque le traitement des déchets et le bilan matière de la filière nucléaire sont étudiés.

pas être dispatchée par l'opérateur du réseau. Ce type de centrale est modélisé avec un facteur de capacité fixe sur l'année. Cette représentation contraint la production à un ruban non ajustable par le modèle. Le facteur de capacité choisi est de 56% correspondant à la moyenne calculée à partir des statistiques 2000 entre toutes les installations au fil de l'eau⁴⁸.

L'ensemble des autres centrales hydrauliques, qui peuvent être ajustées, constitue la dernière catégorie. Ces centrales sont représentées par un facteur de disponibilité qui représente le taux d'utilisation maximum tout en autorisant une production électrique variable. Le facteur de disponibilité est calculé en intégrant le productible des pompes mixtes. Une valeur de 28% est retenue.

La grande hydraulique est déjà à son seuil maximum de capacité installée. Les seules nouvelles centrales autorisées sont les installations au fil de l'eau.

Centrales hydrauliques modélisées			
Technologie	Description	GW	Mode de fonctionnement
EOSTK	Stockage par pompage	4,3	Production le jour
EOHDC	Centrales au fil de l'eau	7,583	Non ajustable
EOHCN	Centrales ajustables	13,211	Ajustable
ENHDC	Nouvelle centrale au fil de l'eau	potentiel de 2 GW	Non ajustable

Tableau 4.12 Centrales hydrauliques modélisées

- Centrales à base de combustibles fossiles

- *Centrales existantes*

La production d'électricité à partir de ressources fossiles est modélisée par trois types de centrales : les centrales en AGP, la production décentralisée, et les installations de production centralisée.

Technologies de l'année de base			
Technologie	Description	GW 2000	Mode de fonctionnement
AGP			
EOCH3	Charbon vapeur 2000	1,98	Ajustable
EOFL3	Fioul vapeur 2000	3,63	
EOFL4	Fioul TAC 2000	0,06	
Production fossile décentralisée et autoproduction			
EODCN	année 2000	-	Ajustable, modélisé par productible total
Production fossile centralisée			
EOCH1	Charbon vapeur standard 2000	8,2	Ajustable
EOCH2	Lit fluidisé 2000	0,4	
EOFL1	Fioul vapeur 2000	3,3	
EOFL2	Fioul TAC 2000	0,6	
EOGN1	Gaz naturel 2000	0,2	
EOGI1	Gaz industriels 2000	0,4	

Tableau 4.13 Centrales thermiques classiques de l'année de base modélisées

⁴⁸ Des statistiques plus fines permettraient de différencier utilement ce facteur de capacité par saisons.

Les centrales AGP ont une production nulle l'année de base. Elles sont représentées séparément pour permettre une simulation simplifiée des scénarios alternatifs d'utilisation: une mise en service ou un maintien sous cocon. L'extension possible de leur durée de vie pour cause de sous utilisation pendant les années d'arrêt peut aussi induire des ajustements supplémentaires. Les centrales AGP peuvent être utilisées pour la production après un préavis de 18 mois [36]. Le facteur de participation à la réserve de capacité⁴⁹ est pris égal à 0,5 pour traduire ce délai en terme de réactivité. La puissance AGP installée sera donc pénalisée de 50% par rapport aux autres moyens de production. Les installations de production décentralisée à base de combustibles fossiles existantes en 2000 sont agrégées. Elles sont représentées par une production annuelle fixe de 15 TWh. Cette production est librement modulable par saison et période de la journée. Les installations de production centralisée sont ajustables en fonction des besoins. Elles sont différenciées par combustible et par technologie.

○ *Centrales pour de nouvelles installations*

Les technologies disponibles pour de nouveaux investissements de production sont différenciées par technologie, par combustible et par génération. Trois générations sont considérées pour prendre en compte le progrès technologique: les technologies disponibles à partir de la période 2005-2010, la génération 2015-2020 et la génération 2045-2050. Le tableau suivant liste les options nouvelles pour la production d'électricité. Les centrales mises en service entre 2000 et 2005 sont incluses.

⁴⁹ Voir la section sur les paramètres du réseau et la section 3 du chapitre2.

Technologies Nouvelles			
Technologie	Description	GW	Mode de fonctionnement
Production fossile décentralisée et autoproduction			
EN1DC1	Cogénération turbine gaz 2007		Ajustable
EN2DC1	Cogénération turbine gaz 2015		
Production fossile centralisée			
EN1CHS	Charbon standard pulvérisé 2007		Ajustable
EN1CHG	Charbon gazéifié IGCC 2007		
EN1CHF	Lit fluidisé 2007		
EN1CCG	Cycle combiné gaz 2007		
EN1GNT	TAC gaz 2007		
EN1FLT	TAC fioul 2007		
EN1DK6	Cycle combiné DK6 2005 GDF Sollac		
EN2CHS	Charbon standard pulvérisé 2015		
EN2CHG	Charbon gazéifié IGCC 2015		
EN2CHF	Lit fluidisé 2015		
EN2CCG	Cycle combiné gaz 2015		
EN2GNT	TAC gaz 2015		
EN2FLT	TAC fioul 2015		
EN3CHS	Charbon standard pulvérisé 2045		
EN3CHG	Charbon gazéifié IGCC 2045		
EN3CHF	Lit fluidisé 2045		
EN3CCG	Cycle combiné gaz 2045		
EN3GNT	TAC gaz 2045		
EN3FLT	TAC fioul 2045		

Tableau 4.14 Centrales thermiques classiques pour de nouvelles installations modélisées

Les échanges de chaleur ne sont pas décrits dans le modèle électrique. Les coûts d'investissement et d'opération des installations de cogénération sont alors ajustés par déduction des coûts d'une chaudière utilisant le même combustible pour fournir une quantité de chaleur équivalente. La méthode et les coûts retenus pour la chaudière équivalente sont ceux du rapport sur les coûts de référence de la production électrique [60].

- Séquestration du CO₂

Les méthodes de séquestration du CO₂ sont encore au stade de développement et les coûts de séquestration mentionnés plus haut reflètent les niveaux de coût actuels. L'évolution future des coûts et une possible convergence entre filières sont difficiles à prévoir. Les ordres de grandeur de la capture et du stockage varient énormément. Le tableau ci-dessous tiré d'un récent rapport du GIEC (chapitre 3 5 et 8) [75] illustre cette variabilité⁵⁰.

⁵⁰ En plus des incertitudes liées à l'évaluation des coûts en phase de développement, le coût du stockage dépend de considérations géographiques et géologiques particulières à chaque site.

	NGCC Reference Plant		PC Reference Plant	
	US\$/tCO ₂ avoided	US\$/tC avoided	US\$/tCO ₂ avoided	US\$/tC avoided
Power Plant with Capture and Geological Storage				
NGCC	40 – 90	140 – 330	20 – 60	80 – 220
PC	70 – 270	260 – 980	30 – 70	110 – 260
IGCC	40 – 220	150 – 790	20 – 70	80 – 260
Power Plant with Capture and EOR				
NGCC	20 – 70	70 – 250	1 – 30	4 – 130
PC	50 – 240	180 – 890	10 – 40	30 – 160
IGCC	20 – 190	80 – 710	1 – 40	4 – 160

NGCC : cycle combiné au gaz, PC : charbon pressurisé, IGCC : charbon gazéifié, EOR : récupération améliorée du pétrole.

Tableau 4.15 Coûts de la séquestration et du stockage de CO₂

Source : GIEC [75]

Pour augmenter la flexibilité des choix du modèle, les données techniques (investissement, opération et maintenance, rendement, ...) d'une étude de l'AIE⁵¹ [74] sont retenues pour la capture et, un coût de stockage de 2,8€/t CO₂ [75] pour l'Europe est appliqué.

Fuel + type	Starting year	INV [\$ /kW]	FIX [\$ /kW.yr]	Eff [percent]	Eff. Loss [percent]	Incremental fuel needs [percent]	Capture Eff. [percent]	Ele costs [Mil/ kWh]	Capture costs [\$ /t CO ₂]
Likely technologies	<i>No CO₂ capture</i>								
Coal steam cycle	2010	1075	23	43				29.1	
Coal steam cycle	2020	1025	31	44				29.2	
Coal IGCC	2010	1455	57	46				37.4	
Coal IGCC ⁴	2020	1260	35	46				33.0	
Gas CC	2005	400	14	56				26.1	
Gas CC	2015	400	14	59				25.2	
	<i>With CO₂ capture</i>								
Coal steam cycle – CA	2010	1850	80	31	-12	39	85	51.0	24
Coal steam cycle – membranes +CA	2020	1720	75	36	-8	22	85	46.3	21
Coal IGCC – Selexol	2010	2100	90	38	-8	21	85	52.3	20
Coal IGCC – Selexol	2020	1635	50	40	-6	15	85	41.0	11
Gas CC – be CA	2010	800	29	47	-9	19	85	36.8	29
Gas CC – fe Selexol	2020	800	33	51	-8	16	85	34.8	25

Tableau 4.16 Caractéristiques de centrales électriques avec capture du CO₂

Source : AIE [74]

Six centrales électriques avec des options de séquestration sont alors modélisées.

Centrales Nouvelles avec séquestration du CO ₂			
Technologie	Description	GW	Mode de fonctionnement
ES1CHS	Stockage sur charbon 2010		Ajustable
ES1CHG	Stockage sur charbon gazéifié IGCC 2010		
ES1CCG	Stockage sur cycle combiné 2010		
ES2CHS	Stockage sur charbon 2020		
ES2CHG	Stockage sur charbon gazéifié IGCC 2020		
ES2CCG	Stockage sur cycle combiné 2020		

Tableau 4.17 Centrales fossiles avec dispositif de stockage modélisées

⁵¹ Le modèle ETP utilisé pour cette étude de l'AIE est un modèle de type MARKAL.

- Production décentralisée d'origine renouvelable

Pour l'année de base les technologies de production renouvelables autres que l'éolien, sont modélisées comme une production fixe en ruban. En l'absence de statistique détaillée sur la durée de vie des installations existantes, la production totale est maintenue constante sur tout l'horizon. Le sens de cette représentation est alors que les remplacements de capacités pour les installations existantes en 2000 sont implicites et automatiques.

Les nouveaux investissements correspondent alors à une augmentation nette de la capacité de production totale. Ces investissements sont différenciés par technologie et modélisés explicitement par leurs coûts d'investissement et d'exploitation. De part la faiblesse de la production renouvelable pour l'année de base, cette hypothèse n'est pas contraignante.

La production d'électricité éolienne est représentée séparément à cause de son fonctionnement non prédictible et des espoirs spécifiques de développement dans cette filière [42]. Cette caractéristique de fonctionnement est intégrée dans la valeur du coefficient de participation à l'équation de pic. La valeur par défaut de 1 est remplacée par une valeur de 0,2. La puissance éolienne installée sera donc pénalisée de 80% par rapport aux autres moyens de production, pour le calcul de la réserve de capacité jugée nécessaire pour passer la pointe. L'électricité produite n'est cependant pas pénalisée pour la satisfaction de la demande.

Technologie	Description	GW	Mode de fonctionnement
EOWND	Eolienne 2000	0,0557	Non prévisible
EOENR	Autre ENR 2000	ruban	
EN1HDC	Nouvelle petite hydraulique		Non ajustable
EN1WN1	Eolien terrestre 2007		
EN1WN2	Eolien en mer 2007		
EN2WN1	Eolien terrestre 2015		
EN2WN2	Eolien en mer 2015		
EN3WN1	Eolien terrestre 2040		
EN3WN2	Eolien en mer 2040		
EN1SOL	PV solaire 2007		
EN1HHM	Houlomotrice 2007		
EN1CWO	Cogen bois 2007		
EN1BIO	Biogaz 2007		
EN2SOL	PV solaire 2015		
EN2GTF	Geoth fluides 2015		
EN2GTR	Geoth roches 2015		
EN2HHM	Houlomotrice 2015		
EN2CWO	Cogen bois 2015		
EN2BIO	Biogaz 2015		
EN3SOL	PV solaire 2025		
EN4SOL	PV solaire 2040		

Tableau 4.18 Moyens de production d'origine renouvelable modélisés

Le développement actuel des énergies renouvelables en France se fait dans le cadre de dispositifs de soutien non concurrentiels: tarifs de rachats garantis, appels d'offre en quantité, avantages fiscaux... Ces dispositifs sont représentés par une interprétation en terme de quantité imposée. Ils sont modélisés par des contraintes sur la capacité minimale à installer ou des contraintes sur la quantité minimale d'électricité à produire. Les investissements effectués depuis 2000 ou garantis dans le cadre d'appels d'offre sont aussi imposés par des contraintes similaires. Des investissements hors dispositifs de soutien restent néanmoins possibles si la compétitivité de ces technologies est améliorée par des scénarios de forte rupture.

- Piles à combustibles

Trois technologies basées sur des piles à combustibles sont modélisées. Elles correspondent aux installations décrites dans le volet sur la production décentralisée des coûts de référence de la production électrique [60] :

- Une centrale SOFC (solide oxyde fuel cell) fonctionnant en cogénération ;
- Une centrale hybride SOFC - turbine à gaz ;
- Une centrale SOFC alimentée au biogaz de méthanisation.

Technologie	Description	Mode de fonctionnement
EN2PC1	Pile à combustible (PAC) SOFC cogen 2015	Ajustable
EN2PC2	PAC SOFC-turbine gaz 2015	
EN2PC3	PAC SOFC-biogaz 2015	

Tableau 4.19 Piles à combustible modélisées

2.4. Vecteurs énergétiques

- Combustibles nucléaire et fossiles

La production d'électricité nucléaire comporte un cycle de production électrique du type centrale thermique vapeur et, en amont, un cycle d'enrichissement du combustible. Ce cycle peut se résumer en 2 étapes d'enrichissement et une étape de recyclage [76] [77].

a- Le minerai d'uranium concentré "yellow cake" est enrichi afin d'en augmenter la concentration en uranium 235 (fissile). Le "yellow cake" est transformé en gaz UF₆, enrichi, puis transformé en oxyde d'uranium. L'oxyde d'uranium (UOX) est compacté en pastilles qui enfilées dans des tubes métalliques forment des crayons de combustibles. Les assemblages de crayons sont ensuite chargés dans le cœur du réacteur.

b- Après son séjour dans le cœur du réacteur, le combustible usagé est recyclé pour séparer l'uranium, le plutonium et les déchets ultimes tels que les produits de fission et les actinides mineurs (vie longue). L'uranium et le plutonium sont réutilisés.

c- L'uranium repart dans la première filière d'enrichissement tandis que le plutonium est recyclé pour produire un combustible de recyclage, le MOX.

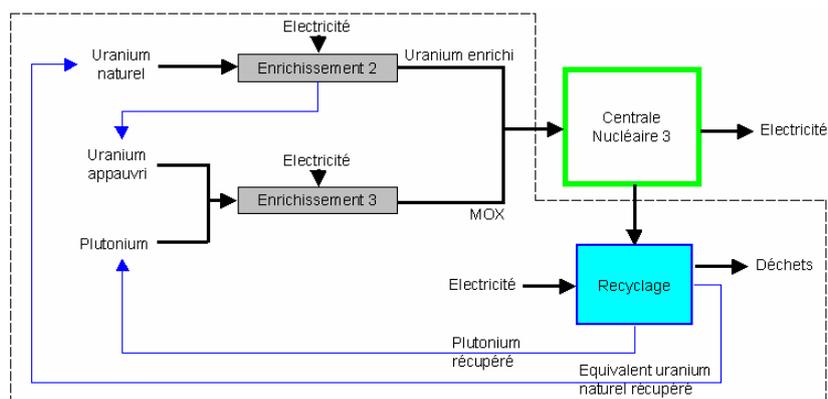


Figure 4.12 Cycle simplifié du combustible dans la filière nucléaire

En France l'industrie du combustible est organisée entre plusieurs acteurs : l'enrichissement est effectué par l'usine Eurodif, la fabrication des combustibles UOX et MOX est réalisée dans les usines FBFC, Melox et Dessel, et le site de la Hague est le principal acteur du retraitement [65] [78]. Cette industrie est très fortement consommatrice d'énergie principalement pour l'enrichissement. L'usine d'enrichissement Eurodif [79] consomme 15 à 20 TWh/an d'électricité (produite par la centrale de Tricastin), et près de 25 GWh de gaz. D'autres procédés d'enrichissement tels que la centrifugation permettent de réduire les consommations d'électricité d'un facteur 20 à 30. Le projet Georges Besse II de remplacement d'Eurodif par la centrifugation à l'horizon 2012-2015 est dès lors un développement futur majeur dans la consommation énergétique du cycle du combustible nucléaire.

L'ensemble du cycle du combustible est ainsi lui-même face à des enjeux (bilan matière, entreposage, retraitement) et des choix technologiques propres.

Le modèle actuel agrège la représentation de ce cycle par la mise à disposition directe d'uranium enrichi en entrée de centrale⁵² :

⁵² Le coût du cycle dans le combustible en entrée de centrales et les consommations d'énergies dans la demande.

- Le processus d'enrichissement est alors représenté par le coût (fourni par les coûts de référence de la production électrique) du combustible en entrée de centrale.

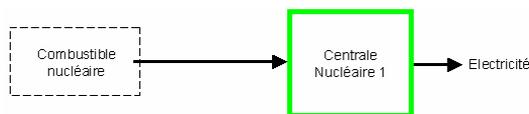


Figure 4.13 Modèle de la filière nucléaire

Combustible enrichi	Description
CENC1	Combustible pour la filière REP
CENC2	Combustible pour la filière EPR

Tableau 4.20 Combustibles pour la filière nucléaire

- La réduction de consommation liée au changement de procédé d'enrichissement sera traduite dans les scénarios de demande⁵³. L'étude économique prospective du sénat sur la filière nucléaire propose déjà une telle représentation: "la demande électrique liée à l'enrichissement de l'uranium pour les besoins français est supposée rester stable à 14 TWh jusqu'en 2020 et tomber alors à 0,2-0,4 TWh avec un changement de procédé d'enrichissement". Cette baisse de la demande du secteur énergétique à partir de 2020 est traduite dans le scénario de demande.

Les combustibles fossiles classiques pour la production d'électricité ne nécessitent aucun prétraitement important. Cinq ressources fossiles sont considérées :

Combustible fossiles	Description
CECHA	Charbon
CEGNA	Gaz naturel
CEFLO	Fioul lourd
CEFDO	Fioul domestique
CEGIN	Gaz industriels

Tableau 4.21 Combustibles modélisés

- Approvisionnement en combustibles

Tous les approvisionnements en combustibles sont modélisés par des importations et les infrastructures (gazoducs, camions ...) de transport ne sont pas décrites explicitement. Le besoin futur en infrastructure de transport pour acheminer l'énergie et les surcoûts

⁵³ La consommation d'énergie pour l'enrichissement de l'uranium est exogène et dépasse le simple cadre de l'enrichissement pour la France (George Besse produit environ 25% de l'uranium enrichi dans le monde).

engendrés ne sont alors pas étudiés. Les coûts d'importation retenus sont exogènes et précisés dans les scénarios simulés.

Approvisionnement en combustibles	
Nom de la technologie	Description
IMCENC1	Import combustible pour la filière REP
IMCENC2	Import combustible pour la filière EPR
IMCECHA	Import Charbon
IMCEGNA	Import Gaz naturel
IMCEFLO	Import Fioul lourd
IMCEFDO	Import Fioul domestique
IMCEGIN	Import Gaz industriels

Tableau 4.22 Options d'approvisionnement en combustible

2.5. Cohérence des résultats de production électrique en 2000

Le modèle décrit dans les précédents paragraphes, repose sur un grand nombre d'hypothèses et de données. Les paramètres techniques et économiques des différents moyens de production ont été ajustés sur les statistiques de l'année 2000. Ce calibrage est maintenant vérifié par une simulation du modèle pour cette seule année 2000. L'étude des résultats sur cette période, où la production est connue, permet alors de vérifier la validité des paramètres retenus et d'identifier d'éventuels ajustements complémentaires.

Du fait du calibrage précis de la productibilité maximale de l'hydraulique et du taux d'utilisation faible des centrales nucléaires françaises, le calibrage global entre moyens de production thermique, hydraulique et nucléaire est très satisfaisant.

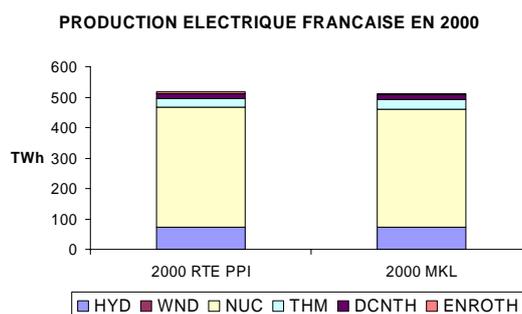


Figure 4.14 Calibrage de la production électrique française en 2000

Lorsque le détail de la production par saison est considéré, on observe aussi que la logique de moindre coût du modèle conduit à utiliser les moyens de production thermique pour satisfaire la demande pendant les journées d'hiver et des saisons intermédiaires (printemps - automne) où la demande est la plus forte. Ce fonctionnement est cohérent par rapport à celui du système électrique.

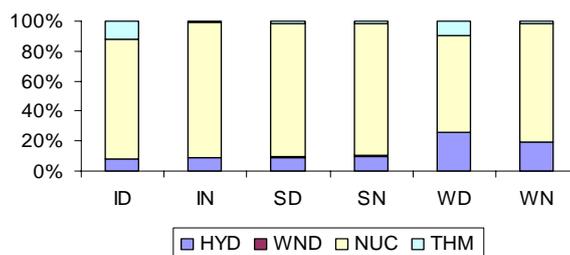


Figure 4.15 Répartition saisonnière de la production électrique française

Enfin, seul le charbon est utilisé pour la production thermique centralisée. Cette différence peut être calibrée par une contrainte supplémentaire qui garantit une part proportionnelle au fioul. La production des centrales fioul existantes (uniquement celle des centrales existantes) peut ainsi être bornée par un seuil minimum, à 8% de la production des centrales charbons.

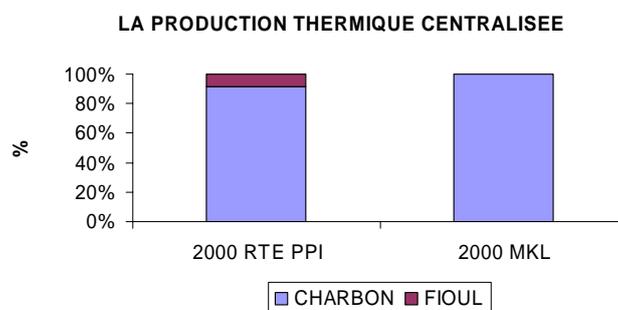


Figure 4.16 Calibrage de la production thermique centralisée en 2000

Du fait de la faiblesse des quantités considérées (le thermique centralisé dans sa totalité représente moins de 6% de la production totale) et du déclassement du parc thermique fioul dans le futur, la représentation des centrales thermiques existantes par des centrales charbon est estimée acceptable en première approximation.

3. Résultats de simulations

Le modèle a été calibré et validé sur l'année de base. Les performances sur le long terme de sa représentation du système électrique sont ici évaluées à travers un premier scénario. Des variantes en terme de représentation des exportations sont simulées. Le but de cette section est de mettre en évidence, sur un scénario de faible rupture, les possibilités d'analyse offertes et les limites du modèle électrique MARKAL réalisé.

3.1. Description du scénario simulé

L'optimisation MARKAL s'appuie sur des scénarios exogènes de demande d'énergie et d'évolution des prix des combustibles. Le scénario simulé s'appuie à l'horizon 2030 sur le volet électricité du scénario tendanciel 2004 de la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP) [73]. Pour l'horizon 2050, ce scénario est prolongé par des taux de croissance issus du scénario H1 du rapport parlementaire d'étude économique prospective de la filière nucléaire [65].

▪ Hypothèses générales

Le taux d'actualisation est de 8% et l'hypothèse d'une parité euro/dollar est faite. Les conditions globales de production d'électricité, issues du scénario de la DGEMP, sont :

- Une durée de vie des centrales nucléaires existantes de 40 ans ;
- Aucune extension de la durée de vie des centrales thermiques en AGP au-delà de la durée technique initiale calculée d'après les dates de mise en service ;
- La construction d'une tête de série EPR sur la période 2010-2015, et un déploiement futur limité à un maximum de 15 GW par période de 5ans après 2020 ;
- Aucune contrainte sur les émissions de CO₂ ;
- Le respect du taux indicatif de 21% de production d'électricité d'origine renouvelable en 2010 et maintien à 18% jusqu'en 2030 et 16% par la suite.

La dernière hypothèse sur les ENR s'explique par le fait que le développement actuel des énergies renouvelables se fait principalement par des dispositifs de soutien. Le niveau minimum arbitraire de 16% traduit ainsi, en l'absence d'indication officielle, l'effort à faire pour que la croissance de la demande n'entraîne pas mécaniquement un recul trop important du pourcentage de production d'origine renouvelable.

▪ Demande électrique

A l'horizon 2030 et dans le scénario tendanciel de la DGEMP utilisé, la France ne connaît pas « de crise majeure ou de rupture marquée sur les plans économique, social et politique ». Ce scénario est ensuite prolongé par le scénario H1 qui décrit « une logique de marché sans contrainte majeure de maîtrise des consommations ». Le choix du scénario H1 pour poursuivre la tendance du scénario DGEMP est justifié par une demande assez proche sur la période 2000-2030. Le tableau ci-dessous résume le scénario de demande retenu conformément à ces deux scénarios.

TWh	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	TCAM 2000-2020	TCAM 2000-2030	TCAM 2030-2050
Demande électrique finale	410,70	445,90	481,10	517,50	553,90	590,50	627,10	668,97	711,84	751,72	790,60	1,51%	1,25%	1,17%

Tableau 4.23 Scénario de demande d'électricité

- Exportations d'électricité

Les exportations d'électricité sont représentées par des volumes d'échanges pour chaque période. Deux formes de représentation sont considérées. La première, conforme au scénario de la DGEMP, est celle d'une baisse des exportations françaises. Les volumes exportés sont alors fixes : 70 TWh/an en 2000, puis 60, 38 et 0 TWh en 2010, 2020 et 2030. La seconde est celle d'une décision d'exporter dépendante de la valorisation de l'électricité à l'étranger. Des niveaux de valorisation moyens des échanges allant de 24 à 30 euros/MWh, sont évalués. Ils traduisent des structures alternatives des parcs de production des pays voisins.

- Coût des ressources

Les hypothèses de prix des différentes ressources énergétiques du scénario DGEMP sont conservées. Le scénario simulé considère alors un prix unique par ressource⁵⁴ sur tout l'horizon.

	DGEMP 2004	Hypothèse haute
Prix du Brent \$/baril	30	50
Prix du gaz naturel \$/Mbtu	4	5,33
Prix du charbon \$/t	45	45
Prix FOD \$/m ³	220,33	342,55
Combustible nucléaire	6,23€/MWh REP et 4,4€/MWh EPR	

Tableau 4.24 Hypothèses de coût des ressources

Le prix du fioul est corrélé à celui du pétrole brut. La relation suivante, issue des hypothèses de cadrage des coûts de référence de la production électrique est utilisée.

$$\text{Prix Fioul} = 37 + 0,97 * \text{prix brut (prix en } \$/\text{m}^3\text{)}$$

⁵⁴ Le coût de l'approvisionnement primaire étant exogène, un scénario d'évolution sur chaque période de l'horizon d'étude ne comporte pas de difficulté à être simulé.

3.2. Résultats

- Production d'électricité

Les résultats suivants font référence à l'hypothèse de décroissance des exportations du scénario 2030 de la DGEMP. Comme l'illustrent les courbes de la Figure 4.17, la production électrique évolue avec le déclassement du parc électronucléaire actuel vers une structure similaire, encore dominée par le nucléaire, à l'horizon 2050.

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
HYD	67,19	67,19	73,19	73,19	73,19	73,19	73,19	73,19	73,19	73,19	73,19
POMP HYD	0,00	2,88	2,09	4,40	4,40	4,40	4,40	0,61	4,40	4,40	4,40
NUC REP	392,14	389,06	389,08	389,07	357,94	137,60	74,36	40,37	20,36	0,00	0,00
NUC EPR	0,00	0,00	12,66	12,66	50,63	169,28	287,93	399,44	493,22	563,77	629,61
CONV THERM	45,37	77,91	53,44	73,08	90,05	210,96	187,47	155,68	125,26	110,71	79,61
EOLIEN	0,08	1,11	19,41	19,41	29,92	25,12	32,06	30,56	33,07	43,32	49,54
AUTRES ENR	3,76	3,76	8,43	4,44	4,44	7,98	7,63	7,63	7,63	3,76	3,76

Tableau 4.25 Résultats de production électrique en TWh

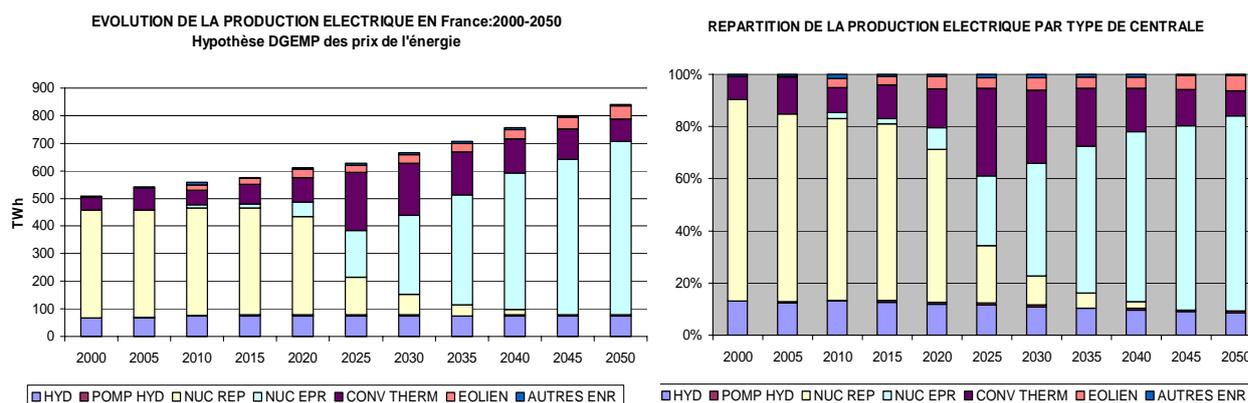


Figure 4.17 Evolution de la production électrique 2000-2050

Le moyen terme, 2020-2030, constitue une période de transition où la part du nucléaire n'atteint plus que 49% de la production totale avec 34% de production thermique. Les courbes précédentes laissent aussi apparaître un développement significatif de la production éolienne pour satisfaire la part imposée de production renouvelable. Avec 50 TWh produits en 2050, la production éolienne compte pour environ 6% de la production électrique totale, et environ $\frac{3}{4}$ du potentiel valorisable est utilisé.

- Emissions de CO₂

Le scénario simulé n'impose aucune contrainte sur les émissions de CO₂. Les centrales considérées satisfont toutes les obligations minimales de NO_x et de SO_x de la directive

européenne sur les grandes installations de combustion (GIC). En 2010 le niveau d'émission baisse du fait de la contrainte de production électrique d'énergie d'origine renouvelable. Il croît lentement jusqu'en 2020. En 2025, l'effet falaise dans le déclassement du parc nucléaire existant n'est pas totalement compensé par des centrales nucléaires de type EPR ; les émissions de CO₂ croissent fortement. Dans la deuxième moitié de l'horizon simulé, le déploiement progressif de centrales EPR, conduit à une baisse constante des émissions de CO₂.

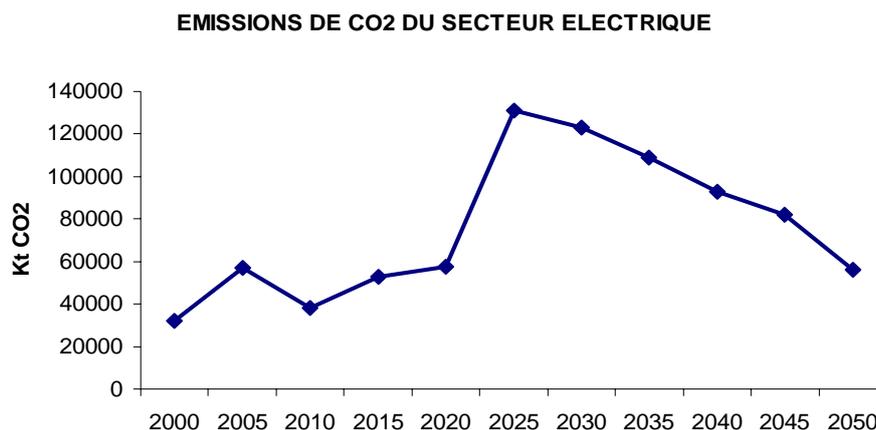


Figure 4.18 Emissions de CO₂ du secteur électrique 2000-2050

▪ Investissements

Le rythme de réalisation de nouveaux investissements est soutenu sur toute la période 2000-2050 avec un pic en 2025 correspondant au déclassement du nucléaire existant.

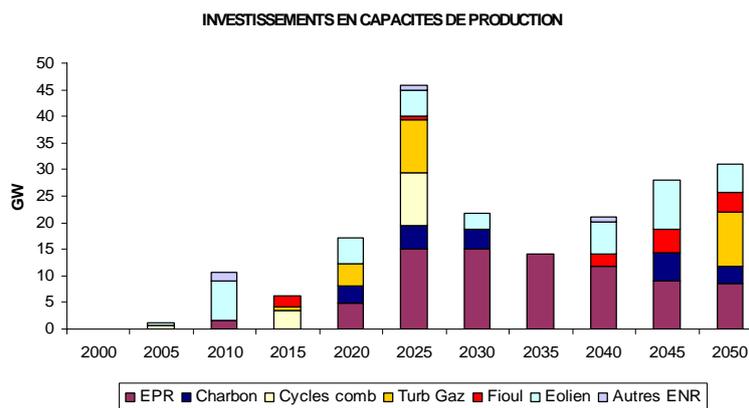


Figure 4.19 Investissement en capacités nouvelles 2000-2050

▪ Production thermique

La Figure 4.20 décrit l'évolution de la production thermique. Sur la période 2005-2010, la production thermique augmente, en plus d'une réduction faible des exportations, pour

compenser la croissance de la demande. Les centrales en arrêt pluriannuel sont appelées. La période suivante marque un léger repli du fait de la construction du premier démonstrateur EPR. Le rythme d'installation de nouvelle centrale EPR, 15 GW maximum par période de 5 ans ne parvient pas à compenser la décroissance du parc actuel et la croissance de la demande. La production thermique continue alors de croître avant d'amorcer un retrait plus significatif. Au niveau des technologies mises en œuvre, les centrales à lits fluidisés sont les plus utilisées.

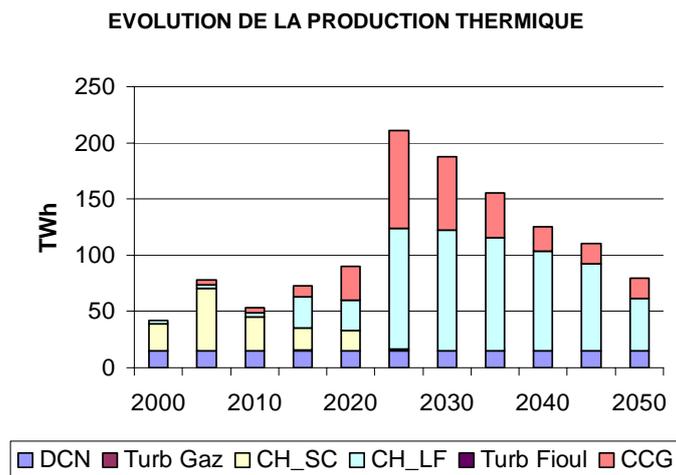


Figure 4.20 Evolution de la production des centrales thermiques 2000-2050

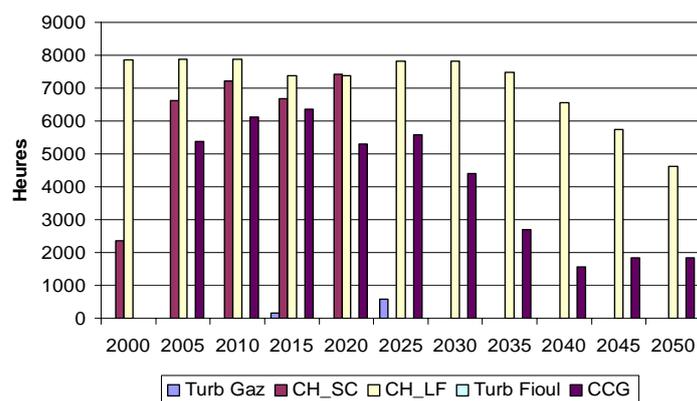


Figure 4.21 Nombre d'heures de fonctionnement annuel des centrales thermiques

Le rôle secondaire des cycles combinés à gaz peut sembler en opposition avec l'engouement pour les cycles combinés à gaz. Il s'explique par trois facteurs :

- Le premier facteur est le coût du gaz naturel qui compte pour 2/3 dans le coût total d'un cycle combiné à gaz [54]. Avec un prix du gaz à 4\$/MBtu⁵⁵ et pour une tonne de charbon à 45\$, les cycles combinés sont moins compétitifs que les options charbon pour un fonctionnement en base.

- La seconde raison est l'absence dans la simulation menée de contraintes ou d'externalités liées aux émissions de CO₂. L'un des avantages majeurs du gaz par rapport au charbon est en effet un niveau d'émission plus faible par KWh électrique produit.

- Enfin, une sous-estimation du besoin de production sur de faibles durées intervient comme troisième justification de la part des cycles combinés⁵⁶. Comme le montre la Figure 4.21, les centrales appelées le sont principalement pour de longues durées d'utilisation. La baisse des durées d'appel en fin d'horizon n'est liée qu'à la préférence pour du nucléaire et à la montée en régime des centrales EPR. Les investissements thermiques réalisés sont alors moins utilisés.

La comparaison des Figure 4.19 et Figure 4.20 met en évidence le rôle de l'équation de réserve de capacité. La Figure 4.19 montre l'installation non négligeable de turbines à combustion fonctionnant au gaz ou au fioul domestique. Ces installations qui n'apparaissent pas dans la Figure 4.20, n'ont pas été appelées. Leur installation répond uniquement au besoin de réserve de capacité.

- Evolution des échanges

Les résultats précédents reposent sur l'hypothèse d'une annulation des exportations d'électricité à partir de la France à l'horizon 2030. Cette annulation maintenue ensuite jusqu'en 2050 influence directement la quantité d'électricité à produire et donc les choix technologiques induits. Dans cette section, les décisions d'exportation sont endogènes et dépendent de la valorisation monétaire exogène fixée pour ces exportations. La quantité

⁵⁵ Ce prix du gaz est en outre indexé sur un baril de pétrole à 30\$ dans le scénario DGEMP qui semble au vu des niveaux actuels représentatifs d'une estimation basse.

⁵⁶ Pour des durées d'utilisation inférieures à 4000h, le cycle combiné même à un prix du gaz de 4,7\$/Mbtu est compétitif par rapport aux options charbon à 30\$/tonne.

exportée par la France dépendra alors du prix qu'une entreprise fictive peut en tirer à l'extérieur. Les exportations sont différenciées par saison.

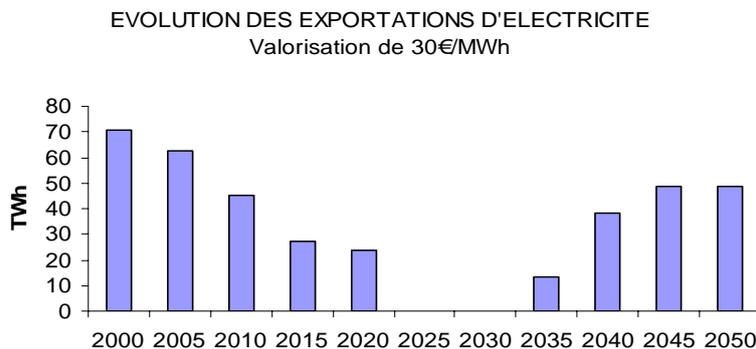


Figure 4.22 Evolution des exportations électriques pour une valorisation de 30€/MWh

La Figure 4.22 montre un exemple d'ajustement sur l'horizon et par saison pour une valorisation de 30 €/MWh⁵⁷. Avec ce niveau de valorisation endogène, les exportations baissent puis s'annulent en 2025 avant de reprendre en 2035 puis de croître progressivement jusqu'en 2050 avec le déploiement des centrales EPR. Comme l'illustre la Figure 4.23, qui donne l'évolution des exportations pour des valorisations de 26 à 46 €/MWh, ce niveau de valorisation est une nouvelle valeur exogène décisive qui traduit des anticipations sur les choix technologiques et sur l'évolution de la demande dans les pays voisins. A partir de 34€/MWh, les exportations fléchissent mais demeurent à un niveau soutenu sur toute la période.

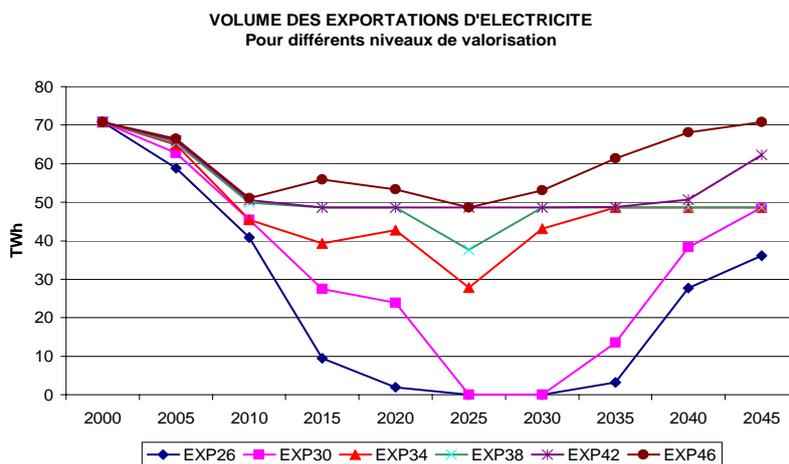


Figure 4.23 Evolution des exportations électriques françaises 2000-2050

⁵⁷ Valeur supérieure au coût complet du nucléaire en base mais inférieure aux coûts des moyens de production thermiques avec les hypothèses de prix des énergies considérées. On exporte essentiellement de l'électricité nucléaire.

4. Discussion conclusive

Le modèle MARKAL du système électrique français réalisé intègre les principaux traits caractéristiques du système électrique français. Des statistiques détaillées sur le parc existant ainsi que de nombreuses options disponibles pour les investissements futurs sont incorporées. La demande est exogène et inélastique par hypothèse. L'évaluation des performances du modèle à l'horizon 2050 sur un premier scénario a permis d'illustrer certaines possibilités d'analyse offertes par le modèle et de mettre en lumière quelques points à raffiner pour améliorer la qualité de la représentation.

Le premier point, discuté de façon théorique dans le chapitre précédent, concerne la flexibilité des moyens de production sélectionnés. Il est illustré par la comparaison entre capacités installées et moyens effectivement appelés en production. Le modèle installe des centrales telles que les turbines à gaz ou au fioul (pour la réserve de capacité), mais ne les utilise pratiquement jamais pour la production d'électricité. Les centrales appelées fonctionnent préférentiellement sur de longues durées et ont donc un profil de type base. Le second point concerne la production d'origine éolienne. Les résultats de simulation précédents font apparaître une forte progression de la production éolienne pour atteindre le potentiel total fixé de 50 TWh (5,9% de la production totale) en 2050. L'effet d'un tel niveau de production sur les besoins d'ajustement et les choix techniques correspondants n'est néanmoins pas pris en compte, d'autant plus que le scénario de reprise sans contrainte du nucléaire conduit en 2050 à une part de la production thermique classique de 9,5%.

Enfin le dernier point concerne l'évaluation du niveau des exportations. Pour une valorisation de 30€/MWh, le niveau des exportations en 2050 est similaire (supérieur pour des valorisations plus élevées) à la production éolienne. La possibilité de faire varier de manière endogène le niveau des exportations en fonction de la valorisation donne une information intéressante sur le niveau de compétitivité du parc français face à un marché extérieur virtuel. Le choix de la valorisation et de son évolution sur l'horizon est cependant une hypothèse forte qui reflète des anticipations implicites sur les enjeux et choix électriques des pays voisins. Ces enjeux étant globalement de même nature que ceux de la France, une modélisation à l'échelle européenne de la décision d'investir permettrait une meilleure représentation de la valorisation des exportations françaises.

CHAPITRE 5

V. AMELIORATION DE LA FLEXIBILITE GLOBALE DU MODELE ELECTRIQUE

Les difficultés de la modélisation prospective des systèmes électriques ont été abordées au chapitre 3. L'objectif du présent chapitre est maintenant de détailler la structure de modèle proposée dans le cadre de cette thèse pour réaliser un modèle MARKAL qui prend mieux en compte la flexibilité du système électrique. Après une analyse plus spécifique de la représentation MARKAL de la flexibilité, l'implémentation d'une représentation flexible ainsi que son application à une modélisation plus avancée de l'impact de la production éolienne sont présentées.

1. Analyse de la représentation MARKAL de la flexibilité

Le modèle MARKAL détermine une structure technique de moindre coût pour satisfaire les demandes d'énergie. Ce faisant, il calcule les niveaux d'investissement en capacité et les niveaux d'activité correspondants. Dans sa représentation du système électrique, trois mécanismes dédiés traduisent les spécificités de l'électricité : un découpage temporel plus fin, une contrainte de réserve de capacité et un coefficient de participation à la réserve pour chaque technologie. Le découpage temporel plus fin représente les cycles saisonniers de variation de la courbe de charge et les cycles jour/nuit. La contrainte de réserve impose un surdimensionnement pour passer les périodes de plus forte demande. Le coefficient de participation à cette réserve permet de pénaliser la capacité installée des moyens de production intermittents dans le calcul de la réserve.

Ces mécanismes améliorent la description de l'électricité par rapport au seul équilibre des flux par période, adopté pour les autres vecteurs énergétiques dans MARKAL. MARKAL est à cet égard un modèle de prospective global qui intègre quelques mécanismes particuliers pour les échanges électriques. Cette approche reste cependant insuffisante pour garantir l'utilisation effective et satisfaisante des moyens de production flexibles.

1.1. Découpage temporel et représentation de la demande électrique

Sur chaque période de simulation, les équilibres électriques sont déclinés pour 6 sous périodes correspondant à trois saisons (hiver, été, intermédiaire) et deux découpages journaliers (jour/nuit). Les équilibres sont initialement exprimés en énergie. La quantité d'énergie à fournir, ramenée à la durée totale de la sous période, définit alors une puissance équivalente implicite.

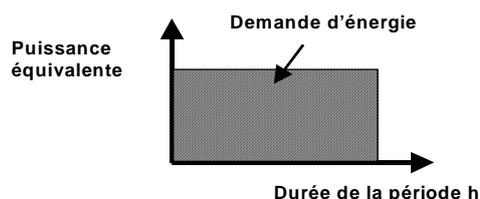


Figure 5. 1 Structure de la demande sur chaque saison

Mises côte à côte pour les différentes sous périodes, les demandes et les puissances équivalentes correspondantes définissent une courbe de demande saisonnière dont l'allure est représentée par la Figure 5. 2.

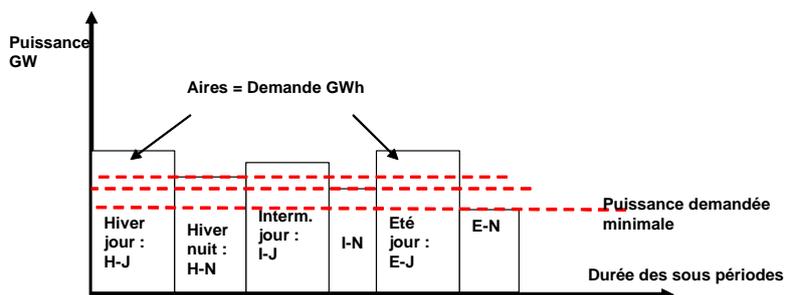


Figure 5. 2 Décomposition saisonnière de la demande d'électricité

La phase d'optimisation coordonne alors les niveaux d'investissement et d'activité des centrales. Pour une demande électrique totale pour la France en 2000 de 444 TWh, on obtient la répartition par sous période (rectangles verticaux) suivante :

	TWh	Nombre d'heures
H-J	124,32	1927,2
I-J	111	2102,4
E-J	102,12	2190
H-N	39,96	876
I-N	35,52	876
E-N	31,08	788,4

Tableau 5. 1 Décomposition saisonnière pour la France en 2000

En ordonnant par ordre décroissant les blocs saisonniers on obtient une monotone de puissance équivalente définie par l'empilement de plusieurs rectangles « horizontaux »⁵⁸.

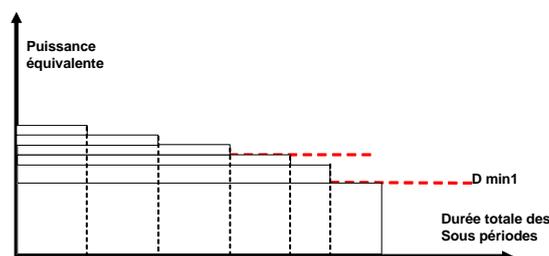


Figure 5. 3 Monotone de puissance équivalente

Le découpage temporel permet à MARKAL d'optimiser les choix technologiques pour satisfaire une demande électrique représentée sous forme de monotone pour chaque période. L'exemple numérique précédent de la France, définit la structure suivante pour les différents paliers (blocs horizontaux) de la monotone :

	Aire des blocs TWh	Durée du palier Heures	Hauteur équivalente des blocs GW
Palier 6	22,57	1927,2	11,711
Palier 5	24,85	4029,6	6,166
Palier 4	6,30	6219,6	1,014
Palier 3	35,96	7095,6	5,068
Palier 2	8,98	7971,6	1,126
Palier 1	345,33	8760	39,421

Tableau 5. 2 Structure de la monotone

⁵⁸ Le passage de rectangles verticaux à des rectangles horizontaux, constitue une lecture en terme de puissance équivalente.

1.2. Equilibre en énergie et dimensionnement en puissance

Equilibres dans la monotone

La représentation de la flexibilité est limitée par la forme grossière de la monotone et par les possibilités de modulation de charge entre les différents paliers de la monotone.

Le Tableau 5. 2 illustre clairement deux limites des monotones dans MARKAL : la très longue durée de chaque palier de la monotone et les écarts de puissances équivalentes très grands. Chaque palier de la monotone possède en effet, une hauteur de plusieurs GW et une largeur de plusieurs milliers d'heures. Cette structure de monotone reste donc très approximative.

- Pendant la phase d'optimisation, le modèle, peut ajuster librement les facteurs de charge des centrales sélectionnées de zéro à la limite de disponibilité maximale. Les possibilités de modulation de charge sont surestimées. La modulation entre paliers peut⁵⁹ dispenser de (ou différer) l'installation de nouvelles capacités de production pour les paliers supérieurs de la monotone (durées de fonctionnement plus faibles). L'amplitude et l'effet de cette modulation de charge entre paliers de la monotone ne sont pas explicitement mesurables, mais ils réduisent dans MARKAL comme dans la simulation à pas horaire du RTE, le besoin de dimensionnement en puissance et d'utilisation effective des centrales de pointe.

Equilibres à l'intérieur de chaque palier

Même à l'intérieur de chaque palier de la monotone, les mécanismes d'équilibre en énergie ne traduisent pas une contrainte suffisante en puissance. La hauteur des paliers ne définit qu'une puissance implicite et non contraignante pour le modèle. Ces mécanismes sont illustrés à l'aide de l'exemple théorique suivant.

Isolons dans la monotone précédente un bloc d'énergie à fournir sur une période suffisamment longue et pour une puissance équivalente suffisamment grande. Soit 4 technologies de production électrique classées par ordre de mérite T1, T2, T3, T4. Pour satisfaire la demande, une structure théorique idéale, d'équilibre en énergie et en

⁵⁹ Le coût de sous utilisation d'une centrale d'un palier inférieur en modulation pour satisfaire la demande d'un palier supérieur peut être compensé par le coût d'installation d'une nouvelle installation pour ce palier.

puissance sur le palier (tel que décrit par la puissance équivalente) est proposée par la répartition suivante : T1 est utilisée au maximum de sa disponibilité et de la puissance P_{T1} disponible, T2 l'est ensuite aussi au maximum de sa disponibilité et pour une puissance égale à la différence entre la puissance équivalente et P_{T1} , T3 puis T4 sont alors utilisées pour compléter l'équilibre en puissance et en énergie du palier.

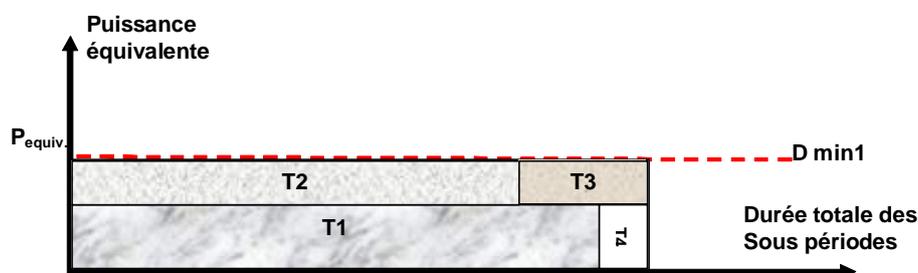


Figure 5. 4 Equilibre d'énergie idéal sur un palier de la monotone

Pour chaque technologie, la durée de fonctionnement sur la période (abscisse) est limitée par la disponibilité maximale. Les technologies 1 et 2 seront par exemple utilisées au maximum de leur disponibilité sur la période totale. Les technologies T3 et T4 ne le seront pas.

Cette structure idéale suppose la stabilité de la notion de puissance équivalente tout au long de la sélection successive des technologies de T1 à T4. Cette hypothèse n'est cependant jamais vérifiée : l'équilibre se fait en énergie, c'est-à-dire sur l'aire totale du palier (avec sa contrainte de durée totale) et rappelons le encore une fois, la puissance équivalente n'est qu'une équivalence implicite de cet équilibre en terme de puissance. A chaque choix technologique, l'énergie qui reste à fournir (l'aire résiduelle) et donc la puissance équivalente⁶⁰ est recalculée.

Le modèle cherche alors de nouveau à maximiser l'utilisation de la prochaine centrale sélectionnée pour réduire le coût global. Ce principe réédité jusqu'à satisfaction de la demande en énergie est décrit schématiquement et à partir de la structure idéale fictive précédente, par les trois étapes suivantes :

- Étape A : Le palier isolé est caractérisé par la puissance équivalente $P_{equiv.1}$. La technologie T1 est sélectionnée et une puissance P_{T1} est installée. En fonction de la

⁶⁰ La durée du palier étant constante, toute demande d'énergie se traduit par une puissance équivalente.

quantité d'énergie fournie par T1, une demande en énergie résiduelle représentée par l'aire hachurée doit être satisfaite.

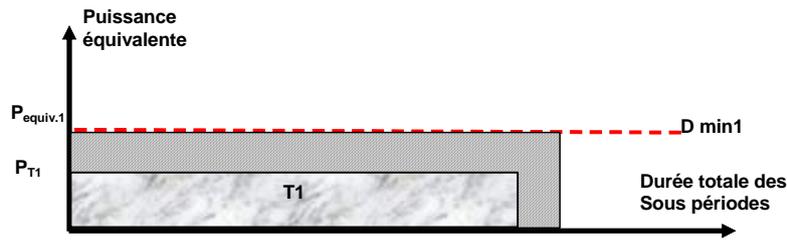


Figure 5. 5 Equilibre sur un palier : étape A

- Étape B : L'équilibre en énergie résiduelle sur toute la période définit une nouvelle puissance équivalente $P_{equiv.2}$ inférieure à la précédente. Le palier est schématiquement « re-horizontalisé ». La technologie T2 est sélectionnée et une puissance P_{T2} est installée. En fonction de la quantité d'énergie fournie par T2, une demande en énergie résiduelle représentée par l'aire hachurée doit de nouveau être satisfaite.

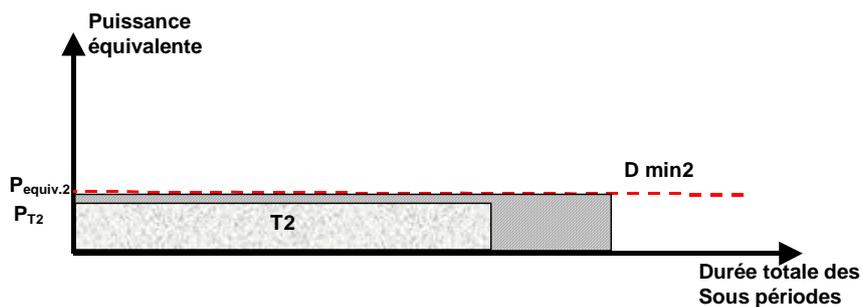


Figure 5. 6 Equilibre sur un palier : étape B

- Étape C : La procédure précédente est rééditée et une puissance équivalente $P_{equiv.3}$ définie. Une technologie T3B plus rentable sur de longues durées de fonctionnement est sélectionnée et une puissance P_{T3B} est installée. Utilisée plus longtemps, cette technologie dispense de l'utilisation des technologies T3 et T4.

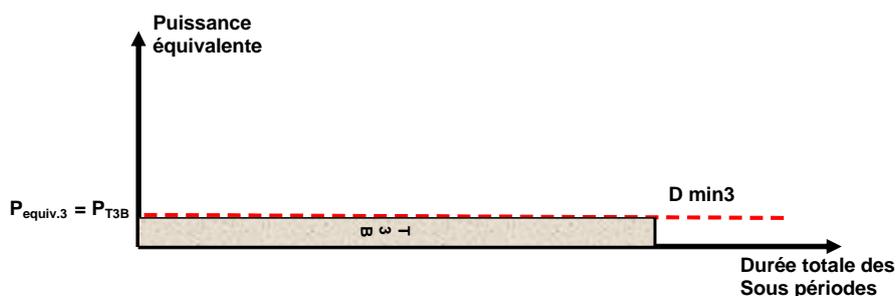


Figure 5. 7 Equilibre sur un palier : étape C

Dans sa logique d'équilibre en énergie, le modèle optimise donc, sur chaque palier de la monotone, en satisfaction de la demande à « puissance équivalente minimale » ou encore, à durée de fonctionnement maximale (égale au maximum à la durée totale du palier) pour chaque technologie sélectionnée. La logique de sélection des centrales est une logique de type fonctionnement en base qui tend à réduire le plus possible, le besoin d'installation en puissance.

1.3. Contraintes de réserve, dimensionnement en puissance et intermittence

Le découpage temporel en six sous périodes apporte une première réponse insuffisante à la contrainte de dimensionnement en puissance et aux besoins en flexibilité du système électrique. Le but de la contrainte additionnelle de réserve de capacité pour le pic est alors d'explicitier et de renforcer le besoin de dimensionnement en puissance. Cette contrainte précise que la capacité totale installée doit être supérieure d'un facteur de réserve, à la puissance équivalente demandée pendant la période de plus forte demande (hiver jour en général). Ce facteur garantit une marge de capacité installée pour passer les périodes de pointe et pour faire face aux aléas. Pour constituer cette marge, les centrales de pic à faibles coûts d'investissement telles que les turbines à combustion au fioul ou au gaz sont alors préférées.

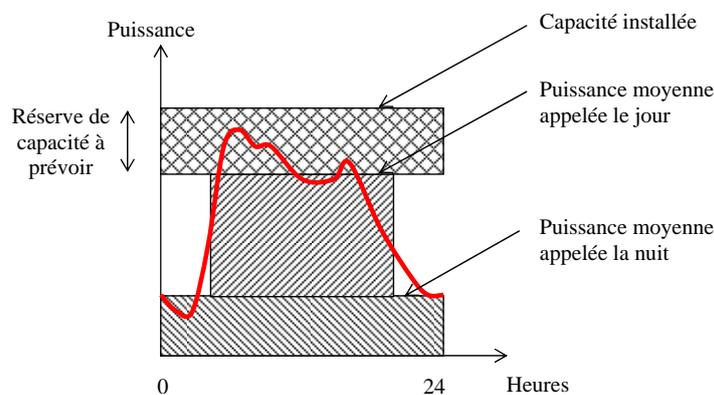


Figure 5. 8 Définition de la réserve de capacité

Equilibre en énergie

Une fois installée, le modèle n'a cependant aucune incitation réelle à utiliser cette réserve pour la satisfaction de la demande. Les centrales concernées ont des coûts variables importants et le modèle tend à minimiser leur utilisation. Encore une fois, la logique de moindre coût conduit le modèle à maximiser, toutes choses égales par ailleurs,

l'utilisation des centrales de type base (forts coûts fixes et faibles coûts variables) pour rentabiliser leur investissement tout en bénéficiant de coûts marginaux faibles. Les contraintes de dimensionnement en puissance et de satisfaction effective de la demande sont largement découplées et la contrainte de réserve de pic ne garantit pas l'utilisation des moyens de production flexibles installés.

Intermittence et facteur de charge

La représentation de l'intermittence dans MARKAL est similaire à celle adoptée dans le modèle du RTE utilisé pour la PPI. Les moyens de production intermittents sont modélisés par un facteur de charge fixe sur chaque sous période. La production d'électricité est alors non ajustable et ces technologies ne participent pas au suivi de la courbe de charge. L'intermittence est aussi différenciée dans l'équation de réserve. Toutes les technologies sont décrites par un coefficient de participation à la réserve qui affecte la capacité installée. Les moyens de production intermittents peuvent alors être pénalisés par un coefficient inférieur ou égal à 1. MARKAL propose une modélisation différenciée de l'intermittence, mais ne prend pas en compte l'augmentation du besoin en moyens de production rapidement ajustables liée à une augmentation de la production intermittente.

2. Voies d'amélioration de la représentation MARKAL

Le pouvoir explicatif de la solution MARKAL reste ainsi limité par un bouclage et une convergence insuffisants entre les contraintes d'installation en puissance (capacités installées) et celles de satisfaction de la demande en énergie (activité des centrales). Ce biais est par ailleurs illustré, de façon plus pratique, par les résultats relatifs à l'utilisation des moyens de production thermiques discutés au chapitre précédent dans le cas du système électrique français. Pour satisfaire à la contrainte de réserve de capacité pour le pic, le modèle installe effectivement des turbines à gaz ou au fioul (moyens de production à faible coût d'investissement), mais ne les utilise jamais du fait de coûts d'opération⁶¹ élevés.

⁶¹ Les centrales installées ont effectivement un profil de pic: coûts d'investissement faibles et coûts d'opération élevés.

2.1. Découpage temporel plus fin : approche du modèle MARKAL-TIMES

Pour améliorer la représentation du secteur électrique dans le modèle MARKAL, une première approche est d'affiner le découpage temporel afin de réduire la taille des paliers de la monotone. C'est l'option retenue dans la version TIMES de la famille de modèles MARKAL. Le modèle TIMES⁶² [43] a été développé pour étendre la généralité du formalisme de MARKAL et augmenter sa souplesse notamment en autorisant une définition flexible du nombre de périodes qui n'est plus limité à six. Il en résulte une monotone plus fine qui permet d'améliorer la prise en compte des besoins de dimensionnement en puissance. La logique de fonctionnement du système électrique n'est cependant pas réellement modifiée et cette approche conserve certaines des limites de MARKAL :

- Les remarques sur la modulation de charge des installations et sur la réalisation de l'équilibre en énergie sur chaque palier de la monotone restent valables. Le gain effectif en terme de dimensionnement en puissance est alors réduit ;

- Même si la sélection d'installations plus flexibles est améliorée globalement, les résultats en terme de choix technologiques pour la flexibilité ne sont pas explicites. Les choix et l'effet de conditions d'opération autres que la base (soit semi base et pointe) ne sont pas identifiables;

- La modélisation de l'intermittence ne considère toujours pas l'effet sur les besoins de compensation par des moyens ajustables à cause de l'absence d'évaluation de la flexibilité d'une part et de la représentation de la production éolienne par un facteur de production fixe d'autre part.

En résumé, l'approche TIMES n'est pas un développement spécifique pour l'électricité. La rationalité du modèle n'est pas modifiée mais elle permet néanmoins de décliner les équations d'équilibre électrique sur des périodes plus nombreuses et donc plus courtes. Pour le secteur électrique, l'effet est une amélioration de la représentation (et dans une certaine mesure de la flexibilité) avec la réserve que les choix technologiques induits par la flexibilité restent difficilement quantifiables.

⁶² Cette variante constitue la génération récente de modèles MARKAL. Son déploiement est postérieur au travail présenté dans ce document. Pour l'heure toutes les différentes variantes de MARKAL ne sont pas encore transposées dans le formalisme de TIMES.

2.2. Modélisation par contraintes : Liaison forte entre besoin de flexibilité et participation à l'équilibre en énergie

La décomposition par des pas de temps plus fins constitue indéniablement un progrès par rapport à la représentation initiale, mais les possibilités d'amélioration de la prise en compte de la flexibilité par cette voie restent limitées. La modélisation effectuée dans le cadre de la PPI avec un pas horaire et discutée au chapitre 3, rappelle aussi les limites d'une approche par pas horaire et à fortiori celles d'un découpage moins fin.

Les phénomènes impliqués sont de court terme et leur description fine échappe presque fatalement aux propos des modèles prospectifs. L'amélioration proposée dans le cadre de cette thèse pour traduire la flexibilité est alors de guider les choix du modèle par un jeu cohérent de contraintes.

Le besoin de flexibilité peut être résumé comme suit : pour des raisons liées à la structure de la courbe de charge, des installations qui fonctionnent plus ou moins longtemps dans l'année doivent être installées et effectivement utilisées. Ainsi, pour satisfaire la demande d'électricité, tout système électrique opérationnel nécessite, à priori, l'installation et l'utilisation effective de centrales fonctionnant pratiquement toute l'année aussi bien que de centrales ne fonctionnant pas plus de 200h par an. Un lien fort existe alors entre les décisions d'installations motivées par le dimensionnement en puissance et une utilisation effective de ces installations pour la fourniture d'énergie. C'est ce lien qu'il convient de chiffrer et d'intégrer comme contraintes dans le formalisme du modèle.

Cette approche est détaillée dans la suite de ce chapitre. Elle quantifie globalement le besoin en moyen de production pour plusieurs modes de fonctionnement spécifiques tels que la semi base ou la pointe, puis introduit cette exigence de flexibilité dans les critères de sélection du modèle. Les choix technologiques sont alors différenciés pour chaque mode, et le critère de flexibilité défini globalement, ne repose pas directement sur un découpage temporel fin au niveau des équations du modèle. Son évaluation quantitative s'appuie en revanche sur une analyse temporelle plus fine et plus aisée à mettre en œuvre à l'extérieur du modèle.

Les mécanismes préexistants propres à l'électricité sont conservés (avec la même valeur pour le facteur de réserve). Le guidage par des contraintes s'implémente naturellement dans la philosophie de la programmation linéaire sous contraintes de MARKAL. A partir de l'information sur la différenciation de la production par modes, une modélisation alternative de l'impact de la production intermittente d'origine éolienne (pour chaque mode de fonctionnement) est proposée.

3. Flexibilité des modes de fonctionnement du parc

L'idée de base proposée pour suppléer à la difficulté d'une représentation fine et précise des phénomènes impliqués dans la flexibilité, est ainsi de guider les résultats du modèle MARKAL vers un critère de flexibilité globale. Ceci constitue, par rapport à une approche du problème par des pas de temps de plus en plus courts, un renversement de perspective. L'utilisation de certains moyens de production seulement 200h dans l'année, n'est plus alors uniquement un résultat à posteriori des choix sur chaque pas de temps, mais une nécessité intrinsèque du système qu'on peut appréhender plus globalement. L'implémentation pratique de cette caractéristique de flexibilité globale comporte deux étapes :

- La première caractérise la demande par mode. Elle inclut le choix du nombre de modes ou segments, la définition des durées de fonctionnement maximales correspondantes, et l'évaluation de la part minimale de la demande affectée à chacun ;
- La seconde précise les contraintes de fonctionnement pour chaque technologie. Elle intègre dans la description des technologies la contrainte de durée maximale de fonctionnement. Il s'agit de permettre dans la sélection des moyens de production et au moment de la résolution, une prise en compte cohérente de la contrainte de durée d'opération pour chaque mode. Elle est réalisée par une duplication et une hiérarchisation de la base de données initiale.

3.1. Segments de compétition et contraintes de production

Définition des segments

Le modèle réalisé comprend 6 modes exclusifs allant d'un fonctionnement de type base à un fonctionnement en pointe extrême. Les caractéristiques de durée d'utilisation maximale pour chaque mode sont précisées dans le tableau suivant.

		Durée Maxi (h)	Abréviations	Durée journalière maxi équivalente
Base		8760	BS	Toute la journée
Semi base	Semi-base1	6000	S1	16 heures et demi par jour
	Semi-base2	4000	S2	11 heures par jour
Pointe	De référence	2000	P0	5 heures et demi par jour
	Forte	800	PF	2 heures par jour
	Extrême	200	PX	1/2 heure par jour

Tableau 5. 3 Caractérisation des segments

Contraintes de production

Les contraintes de flexibilité s'écrivent, à chaque période du modèle et pour chaque segment j , sous la forme générale suivante:

$$\sum_p ACT(p, j) \geq \sum_d DM_ELC(d) \times C(d, j) \quad (1)$$

$$\sum_d DM_ELC(d) \times C(d, j) = Tot_Dem \times C_j \quad (2)$$

$$\sum_j C_j = 1 \quad (3)$$

Où

d est l'indice des secteurs de demande considérés;

j est l'indice des modes de fonctionnement;

p est l'indice des technologies de production;

$ACT(p, j)$ est la production électrique ou activité de la technologie de type p dans le mode j ;

$C(d, j)$ est la part de marché de la demande du secteur d , attribuée au mode j ;

C_j est la part de marché dans la satisfaction de la demande globale du mode j ;

$DM_ELC(d)$ est la demande électrique du secteur d ;

Tot_Dem est la demande électrique totale agrégée.

Ces équations assurent l'utilisation minimale des technologies sélectionnées dans chaque mode, et le foisonnement des besoins en flexibilité dans la courbe de charge électrique totale. Les coefficients C_j , des équations 2 et 3 caractérisent le besoin global en flexibilité. Ils sont calculés à partir de la monotone annuelle de puissances appelées.

Calcul des coefficients C_j

Le nombre de segments hors base⁶³ et les durées d'opération correspondantes définissent plusieurs points caractéristiques sur la monotone M , de puissance. Ces points sont situés à l'intersection de la monotone et des verticales passant par les durées spécifiées.

⁶³ La base représente le solde non contraint des centrales qui peuvent fonctionner toute l'année ; elle n'a pas besoin d'être définie.

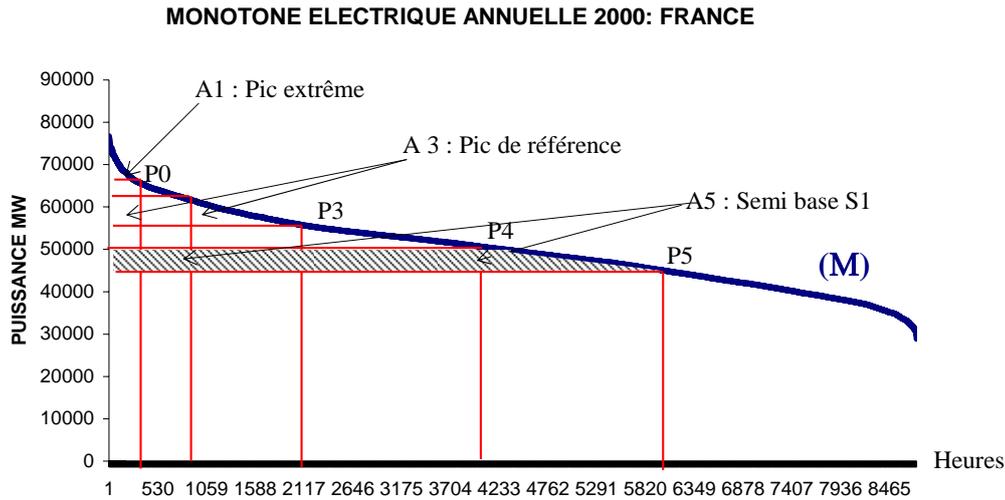


Figure 5. 9 Caractérisation des modes par la monotone de demande

Les lignes horizontales passant par chacun des points caractéristiques séparent à chaque fois la monotone en deux aires. Pour un point donné, l'aire supérieure correspond à la quantité minimale de demande d'électricité satisfaite par des installations n'ayant pas fonctionné plus de la durée limite caractérisée par le point. L'aire inférieure correspond au solde de demande non contraint par ce mode de fonctionnement. A partir des coordonnées (h, p) du point caractéristique Pj, l'aire supérieure est définie par:

$$A_j = \int_0^h M(t).dt - h * p \quad (4)$$

L'empilement exclusif des aires de la pointe vers la base définit la caractérisation complète et simple des besoins en flexibilité du système modélisé. Les coefficients Cj sont exprimés en pourcentage de la demande totale (intégrale de la monotone).

$$C_1 = \frac{A_1}{Tot_Dem} \quad (5)$$

$$C_j = \frac{A_j - \sum_{i=1}^{j-1} A_i}{Tot_Dem} \quad (6)$$

$$Tot_Dem = \int_0^{8760} M(t).dt \quad (7)$$

Les valeurs de coefficients déterminées pour la France sont :

	Coefficients	Valeur %
PX	C1	0,128%
PF	C2	0,556%
P0	C3	1,878%
S2	C4	3,629%
S1	C5	6,552%
BASE		87,258%

Tableau 5. 4 Coefficients des modes pour la France

3.2. Représentation flexible des technologies de production

Duplication de la base de données

MARKAL optimise le système modélisé en connaissance parfaite du futur. Les demandes ainsi que les coûts des différentes ressources sont connus et le modèle calcule les décisions d'investissement et d'opération sur tout l'horizon de modélisation en une seule fois. La sélection du mode de fonctionnement pour les nouvelles centrales installées n'est autorisée qu'avant l'investissement (flexibilité *ex ante*); elle est figée par la suite⁶⁴. Pour les centrales existantes, les décisions d'investissement sont déjà réalisées; le choix du mode de fonctionnement est donc effectué *ex post*. Les possibilités d'opération des différentes technologies sont représentées en dupliquant de manière structurée la base de données initiale. Les étapes de cette (re)structuration varient entre installations nouvelles et installations de l'année de base.

Nouvelles installations

La base de données initiale comporte l'ensemble des technologies candidates pour de nouveaux investissements. Pour permettre la compétition dans chaque mode, toutes les technologies sont dupliquées et ventilées dans chacun des modes; un nouvel identifiant leur est attribué. Chaque duplicata est ensuite différencié par l'application d'une contrainte individuelle de fonctionnement horaire selon le mode adéquat. Pour chaque technologie, six duplicata sont ainsi créés. Ces six nouvelles technologies⁶⁵ sont alors disponibles pour les investissements dans chaque mode, avec les mêmes caractéristiques

⁶⁴ Chaque mode de fonctionnement est cependant suffisamment large pour permettre des modulations d'amplitudes raisonnables entre les durées de fonctionnement maximales des modes successifs (de 4000 à 600h par exemple). Seule l'appartenance à un mode est figée.

⁶⁵ Les duplicata pour le fonctionnement en base, ne sont pas limités en durée de fonctionnement maximale et sont identiques à la technologie source.

techniques⁶⁶, mais des contraintes de fonctionnement différentes. La flexibilité ex ante est ainsi traduite.

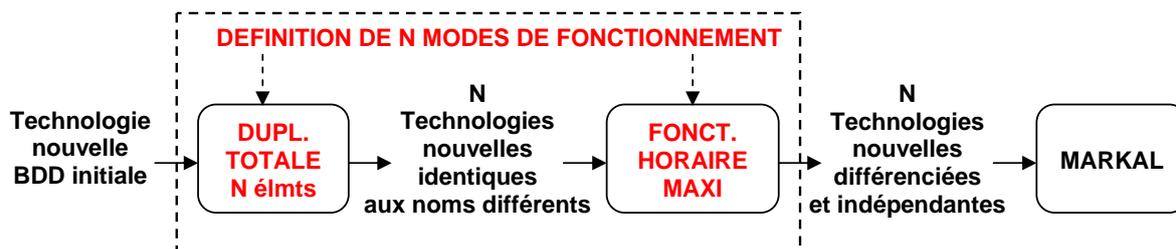


Figure 5. 10 Méthodologie de duplication pour les nouveaux investissements

Technologies existantes l'année de base

Les technologies existantes l'année de base sont décrites par l'évolution de la capacité résiduelle de l'année de base sur tout l'horizon de simulation. Pour permettre une affectation dans les différents modes de fonctionnement les étapes précédentes de duplication et d'application des contraintes horaires sont aussi appliquées. Toutefois, les coûts d'investissements des technologies de l'année de base n'étant pas considérés⁶⁷, la duplication doit être partielle et orientée pour éviter des résultats "logiques" mais aberrants. Par exemple, sur la seule base des coûts variables⁶⁸, le nucléaire serait compétitif en pointe. Le processus de duplication a donc été orienté par les modes de fonctionnement suivants (indications du rapport sur la PPI) pour les installations de l'année de base:

- Le parc nucléaire fonctionne en base et en partie en semi-base 2 entre 4000 et 6000 heures ;
- Le parc thermique charbon aujourd'hui répond à des besoins de semi-base ;
- Les centrales au fioul fonctionnent en pointe.

Une particularité de la duplication des technologies de l'année de base est que les duplicata ne représentent pas une augmentation réelle de la capacité de production mobilisable. Il s'agit ici plutôt "d'images" destinées uniquement à ventiler en fonction des

⁶⁶ Les données supplémentaires disponibles dans le rapport sur les coûts de référence de la production électrique [54], permettent de différencier plus en avant, les caractéristiques techniques en corrigeant pour certaines technologies, les coûts d'opération en fonction du mode d'opération.

⁶⁷ Coûts imputés et de fait non récupérables.

⁶⁸ La duplication pour les nouvelles installations échappe à ce piège car la rentabilité et l'opportunité des investissements sont liées à la durée d'utilisation.

contraintes dans chaque mode la production des technologies d'origine; c'est la flexibilité ex post. Une technologie donnée peut alors produire dans des proportions différentes, dans plusieurs modes. Pour traduire ce caractère ex post, la quantité maximale d'électricité que peut fournir le regroupement de toutes les technologies images sur chacune des 6 sous périodes, est limitée par la quantité maximale que pourrait produire la technologie source seule. Six contraintes sont donc définies pour chaque relation technologie source/technologies images. Les images permettent donc d'allouer librement dans chaque segment éligible la capacité déjà installée l'année de base. Enfin, pour ne pas invalider l'équation de pic avec l'existence de ces images, le facteur de participation au pic est mis à zéro; seul celui de la technologie source (affectée à la base) reste actif.

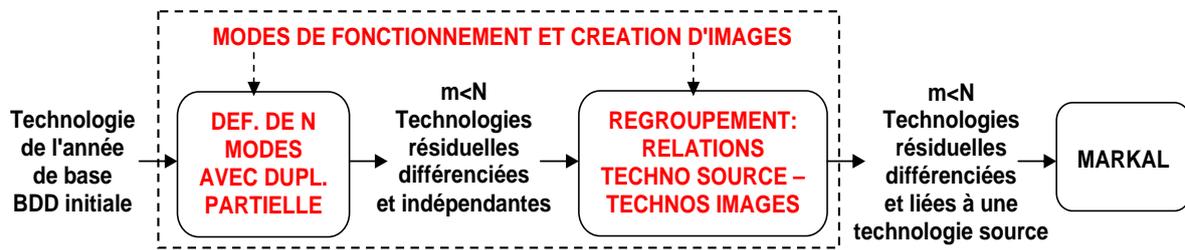


Figure 5. 11 Méthodologie de duplication pour les technologies de l'année de base

Modes de production de pic

Dans la représentation flexible des technologies de production d'électricité, une contrainte de production de nuit précise, impose une production de nuit nulle pour toutes les centrales affectées aux segments de pic. Les contraintes de flexibilité globale en pic doivent donc être satisfaites de jour.

Formes générales des contraintes

Les formes générales des différentes contraintes supplémentaires introduites pour permettre la structuration de la base de données sont pour chaque période du modèle:

$$ACT(p, j) \leq CAP(p, j) \times hj \quad (8)$$

$$\sum_{pi \in images(pr)} ACT_{st}(pi, j, s, t) \leq ACT_{st}(pr, j, s, t) \quad (9)$$

$$CPic(pi) = 0, \quad \forall pi \in images_{hors_base}(pr) \quad (10)$$

$$\sum_{\substack{1 \leq j \leq 3 \\ t=nuit}} ACT_{st}(p, j, s, t) = 0 \quad (11)$$

Où

h_j est la durée de fonctionnement maximale des centrales du mode j ;

pr est l'indice des technologies résiduelles de l'année de base ;

s est l'indice des saisons ;

t est l'indicateur de la période de la journée (jour ou nuit) ;

$ACT_{st}(p,j,s,t)$ est l'activité de la technologie p dans le mode j durant la sous période $s-t$;

$CAP(p,j)$ est la capacité totale installée de la technologie p dans le mode j ;

$CPic(p)$ est le coefficient de participation à la pointe de la technologie p ;

$images(pr)$ est l'ensemble des technologies images de la technologie résiduelle pr dans les différents modes ;

$images_{hors_base}(pr)$ est l'ensemble des technologies images de la technologie résiduelle pr dans les différents modes à l'exclusion de la base.

L'équation (8) assure le respect du nombre d'heures maximal de fonctionnement dans chaque mode et pour chaque technologie. Les équations (9) et (10) gèrent les caractéristiques des technologies images introduites dans la duplication des centrales résiduelles de l'année de base. L'équation (9) assure pour chaque sous période, la cohérence des productions électriques des technologies images par rapport à la technologie source. L'équation (10) gère la neutralité de ces images vis-à-vis de l'équation de pic du modèle. Enfin l'équation (11) réalise la contrainte de non fonctionnement la nuit pour les moyens utilisés dans les différents niveaux de pic identifiés.

3.2.2. Nomenclature

La nomenclature des technologies évolue avec la duplication des technologies et la création de nouvelles contraintes. Les noms des technologies sources sont conservés pour la production en base. Pour les autres modes, les codes des technologies de production sont rallongés d'un caractère. La première lettre "E" de chaque technologie est remplacée par les deux lettres caractéristiques du mode de production. Les codes EOCH1, EN1CCG, S1OCH1 et S1N1CCG désignent respectivement la centrale électrique charbon CH1 de l'année de base, la première génération de nouvelles centrales à cycle combiné, l'image de la centrale CH1 de l'année de base dans le mode S1 et la première génération de nouveaux cycles combinés éligibles dans le mode S1.

Les contraintes minimales d'activité par mode sont identifiées par un code à 6 caractères. Le premier C est commun aux contraintes, les 3 suivants ACT indiquent qu'il s'agit de la contrainte d'activité, et les deux dernières lettres caractérisent le mode

concerné. Le code CACTPX représente ainsi la contrainte minimale d'activité pour les technologies fonctionnant en pointe extrême.

Les contraintes de fonctionnement horaires sont identifiées par un code généré en rajoutant la lettre " C " au nom de la technologie associée. Le code CS1N1CCG représente ainsi la contrainte de durée de fonctionnement inférieur à 6000 heures par an, appliquée à la technologie S1N1CCG.

Les contraintes de production des technologies images par rapport à la technologie source, sont identifiées par un code à 7 caractères. Les deux premiers CI indiquent qu'il s'agit d'une contrainte liée aux technologies images. Les quatre suivants précisent la technologie source. Le dernier caractère précise la sous période concernée.

	I-D	I-N	S-D	S-N	W-D	W-N
Suffixes	A	B	C	D	E	F

Tableau 5. 5 Identifiants pour le découpage temporel

Les codes CIOCH1A et CIOCH1E identifient alors les contraintes de production des technologies images de la technologie résiduelle EOCH1 pendant la période intermédiaire jour et la période d'hiver jour.

Enfin, la contrainte de nuit pour tous les moyens de pic est identifiée par le code à quatre lettres, CNPK (Contrainte Nuit pour le Pic).

3.2.3. Matrice de duplication

La base de données technologique initiale subit ainsi une série d'opérations de déclaration et de description de nouvelles technologies et de plusieurs nouvelles contraintes pour aboutir à une base de données structurée permettant de représenter la flexibilité des moyens de production. L'ensemble de ces étapes a été systématisé. Un utilitaire de duplication permet, à partir d'une matrice, la génération automatique des nouveaux objets définis, et dans le respect de la nomenclature explicitée plus haut.

DUPLICATION		S1	S2	P0	PF	PX	BS
		6000	4000	2000	800	200	NON
		6.55%	3.63%	1.88%	0.56%	0.13%	87.26%
...
EN1CHS	Standard pulverized coal 2007	1	1	1	1	1	
EN1CHG	gazeified coal IGCC 2007	1	1	1	1	1	
EN1CHF	fluidized bed 2007	1	1	1	1	1	
EN1CCG	natural gas combined cycle 2007	1	1	1	1	1	
EN1GNT	gas combustion turbine 2007	1	1	1	1	1	
EN1FLT	light fioul combustion turbine 2007	1	1	1	1	1	
EN1DC1	cogen gas turbine 2007	1	1	1	1	1	
EN2CHS	Standard pulverized coal 2015	1	1	1	1	1	
EN2CHG	gazeified coal IGCC 2025	1	1	1	1	1	
...

Figure 5. 12 Illustration de la matrice de duplication

3.3. Simulations et résultats

Le modèle MARKAL flexible du secteur électrique est évalué pour la France et pour le scénario de demande d'électricité introduit au chapitre précédent. Les hypothèses sur l'évolution des prix de l'énergie de la DGEMP ainsi que celles d'une baisse des exportations de la France jusqu'à annulation en 2030 sont conservées.

3.3.1. Production d'électricité

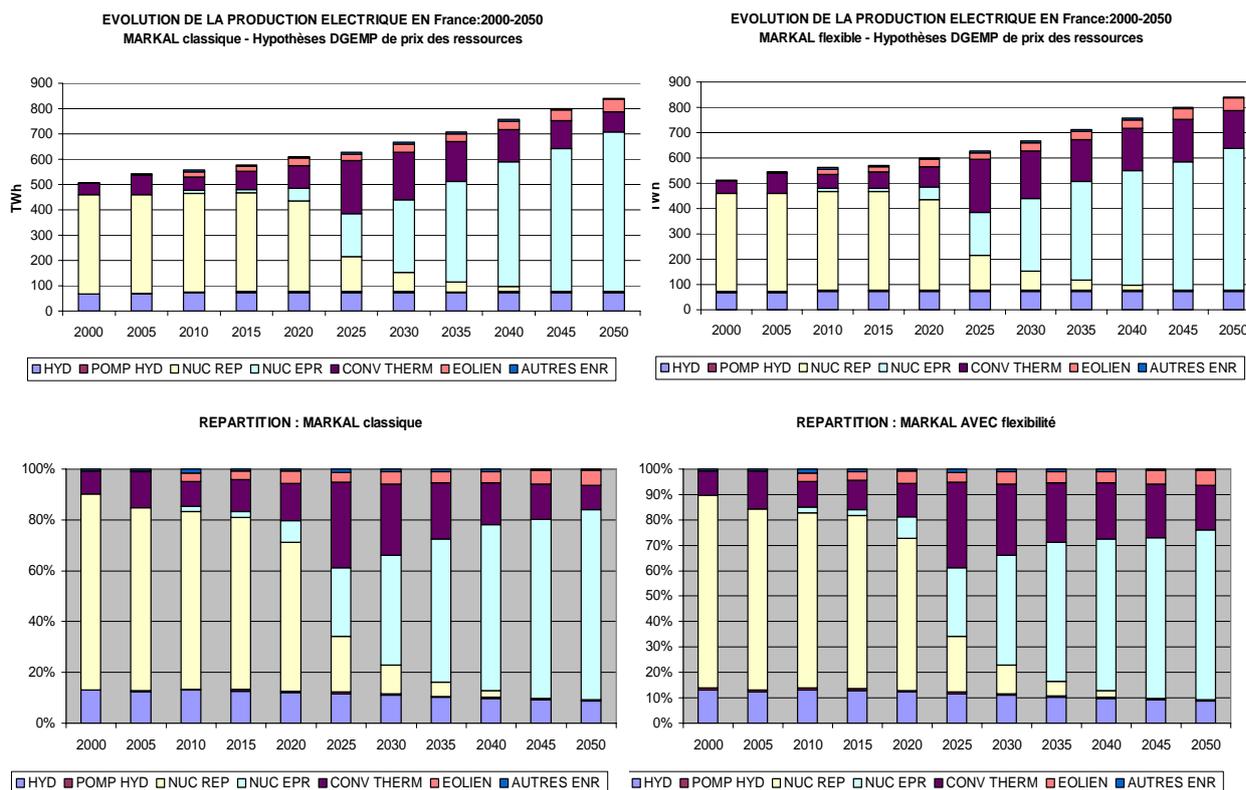


Figure 5. 13 Production électrique avec ou sans flexibilité

La prise en compte de la flexibilité se traduit par une plus grande part de marché pour la production thermique qui, en 2050, passe de 9,5% à 17,68%. Cette croissance se fait essentiellement aux dépens du nucléaire (75% à 67%). Comme l'illustrent les Figure 5. 14 à Figure 5. 19 pour une sélection de technologies, la méthodologie développée permet aussi d'accéder aux choix effectués pour chaque mode. Les résultats sont présentés sous forme de capacités installées pour chaque technologie dans les différents modes.

✓ Jusqu'en 2025, la production hydraulique est principalement utilisée en base avec une contribution mineure à la semi base S1 (moins de 6000h/an). Après 2025, l'hydraulique fonctionne de façon croissante en semi base S1 pour relaxer la contrainte

d'obligation de production dans ce segment tout en favorisant une utilisation maximale (donc un coût total moindre) des nouvelles centrales nucléaires installées en base. La flexibilité ex post des capacités installées l'année de base permet cet ajustement du productible total.

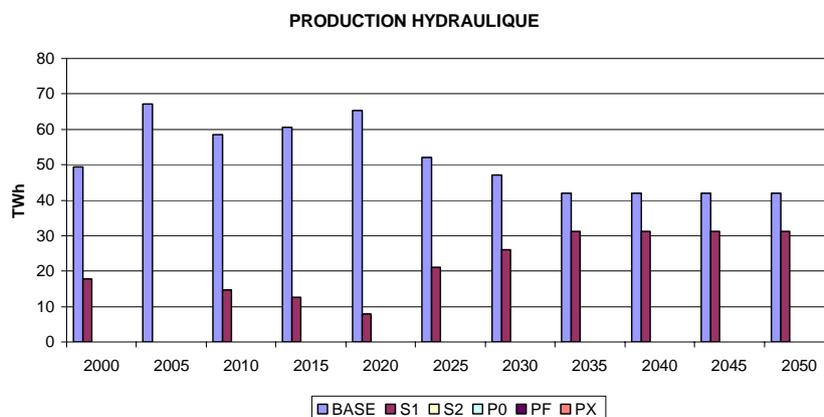


Figure 5. 14 Production hydraulique par mode de fonctionnement

✓ Les centrales à charbon pulvérisé existantes sont appelées pour la base (au-delà de 6000h/an) et pour la semi base S2 (moins de 4000h/an). La production à base de charbon est beaucoup plus significative dans la seconde moitié de l'horizon de simulation où les centrales à lit fluidisé viennent compenser, dès 2025, la décroissance du parc électronucléaire. Dans une moindre mesure, les lits fluidisés sont aussi utilisés pour la semi base S1 (2025-2045) et pour la pointe en début d'horizon (2000-2005).

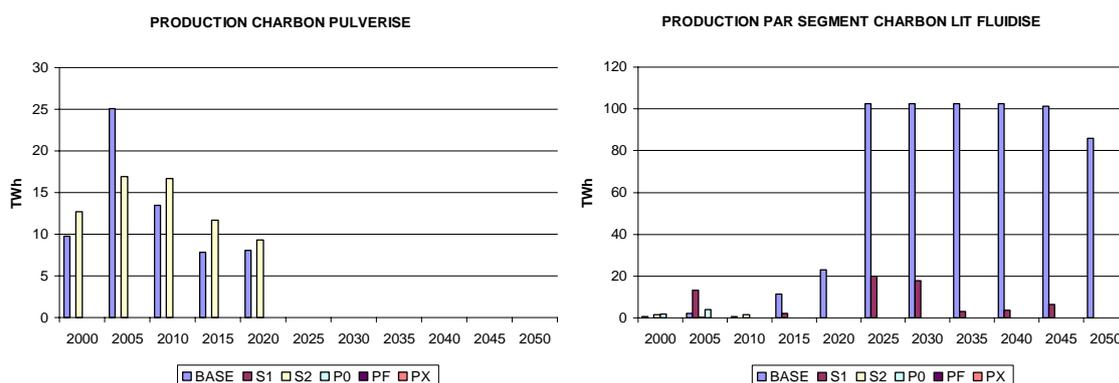


Figure 5. 15 Production charbon par mode de fonctionnement

✓ Les cycles combinés à gaz sont utilisés pour la production en base et en semi base S1 à partir de 2025, mais de façon plus régulière, pour la semi base S2 et la pointe P0

(moins de 2000h/an). Dans ces deux derniers segments, Figure 5. 17, les cycles combinés dominent les choix technologiques.

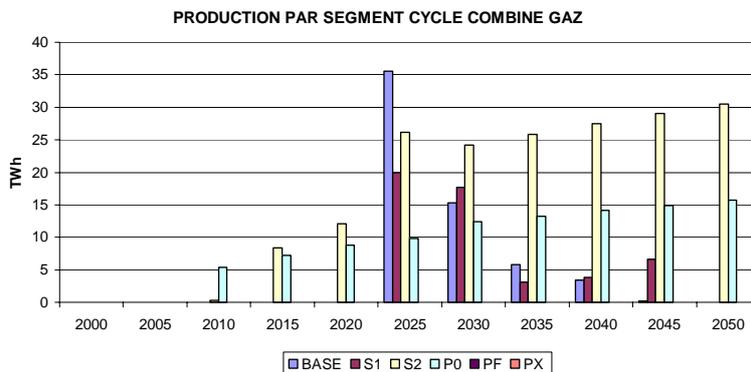


Figure 5. 16 Production des cycles combinés à gaz par mode de fonctionnement

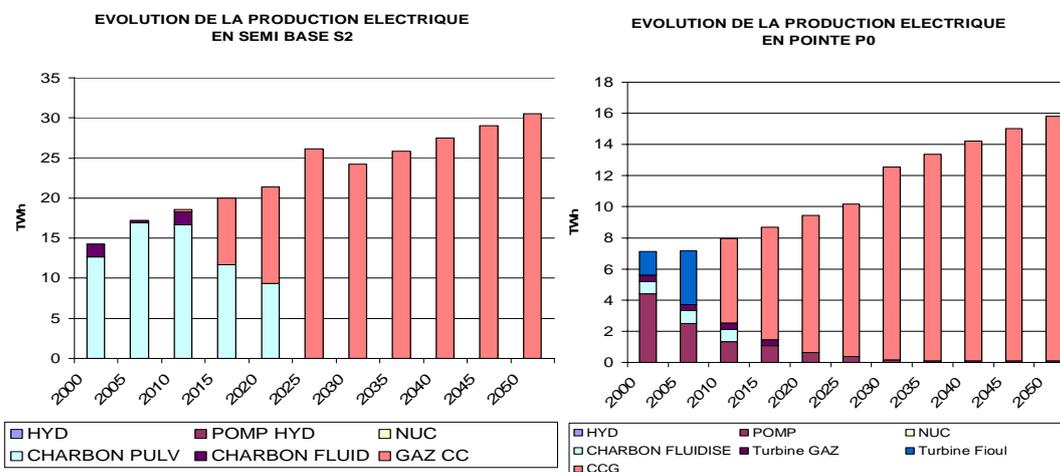


Figure 5. 17 Les cycles combinés dans la production en S2 et en P0

✓ Les centrales au fioul et les turbines à gaz existantes l'année de base sont utilisées pour la satisfaction des besoins de production dans les trois différents segments de la pointe. En fin d'horizon, de nouveaux investissements en turbines à gaz sont décidés pour la pointe forte et la pointe extrême.

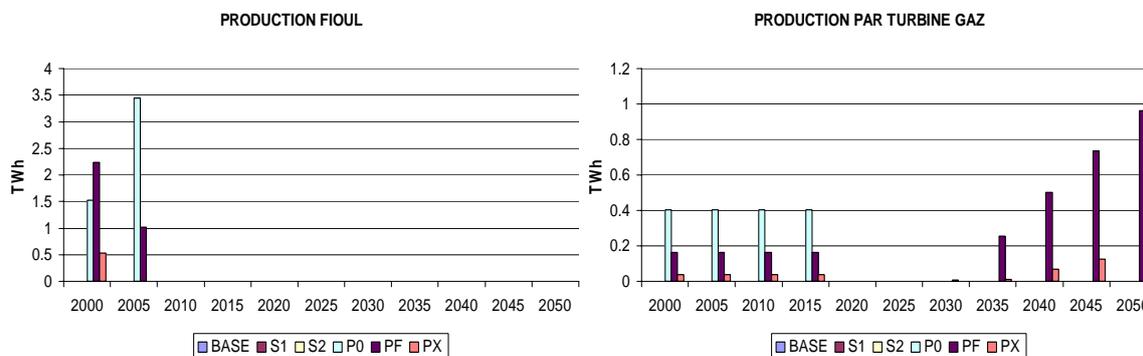


Figure 5. 18 Production des turbines à gaz et au fioul par mode de fonctionnement

✓ La production d'électricité pour la pointe est alors complétée par des arbitrages, autorisés par le stockage hydraulique, entre les différents modes de fonctionnement. Le pompage de nuit et le turbinage de jour en fonction de la demande compensent la décroissance du parc thermique existant par un transfert de la production associée de la pointe en début d'horizon vers la pointe forte et la pointe extrême.

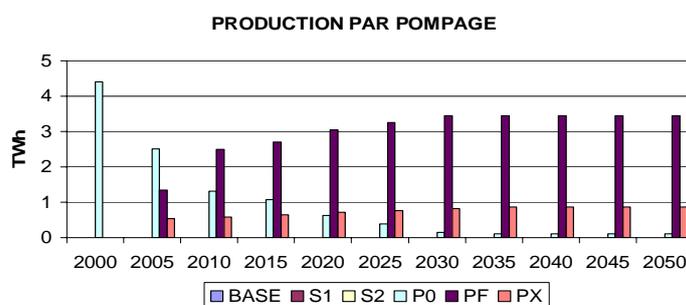


Figure 5. 19 Production des stations de pompage par mode de fonctionnement

3.3.2. Coût marginal de la production électrique et coût total actualisé

Comparée à la production en base, la production électrique dans les différents modes de production est faible en quantité absolue. Le coût marginal de l'électricité produite (donné par la valeur duale de la contrainte d'équilibre électrique) y est par contre beaucoup plus élevé que pour la base. La Figure 5. 20 illustre l'évolution du coût marginal global pour la satisfaction de la demande électrique totale en période d'hiver jour entre une représentation classique et la représentation flexible. Dans les deux cas, la valeur de départ plus faible en 2000 s'explique par l'absence de prise en compte des coûts d'investissement. Un coût marginal élevé caractérise un système qui fonctionne plus près du maximum de ses possibilités et donc, où les investissements effectués sont utilisés le plus possible.

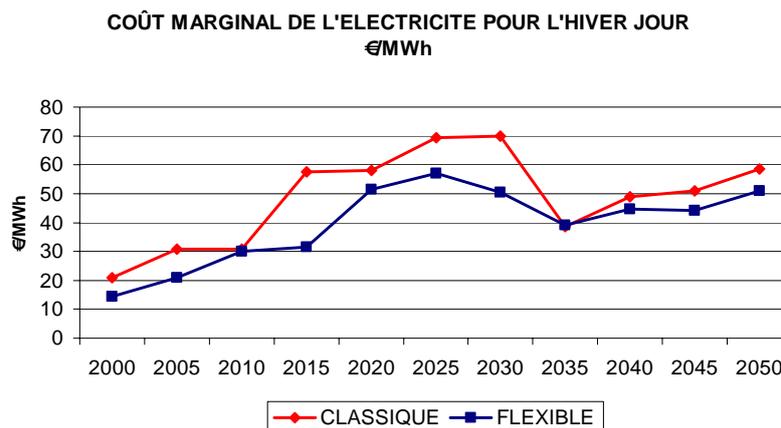


Figure 5. 20 Comparaison des coûts marginaux de l'électricité globaux : hiver jour

La prise en compte de la flexibilité se traduit par une nécessité d'investir dans des centrales peu utilisées et ainsi une plus grande facilité à faire face à une augmentation marginale de la demande. La flexibilité se traduit cependant par une augmentation du coût total actualisé du système qui traduit sur tout l'horizon une sorte de surcoût de flexibilité.

Millions €	Sans flexibilité	Avec flexibilité	Surcoût de la flexibilité
Fonction objectif	142,315	146,881	4,566

Tableau 5. 6 Variation de la fonction objectif

Les coûts marginaux globaux (Figure 5. 20) sont influencés par les coûts marginaux de satisfaction de la demande dans les différents modes de fonctionnement. Cette information est explicite, dans le cadre de la représentation flexible, pour la production thermique dans les différents segments (Figure 5. 21). L'utilisation des stations de pompage pour la production en pointe extrême permet de maintenir le coût marginal de production en pointe extrême à un niveau bas jusqu'en 2030, date à partir de laquelle de nouveaux investissements en turbine à gaz (Figure 5. 18) sont nécessaires.

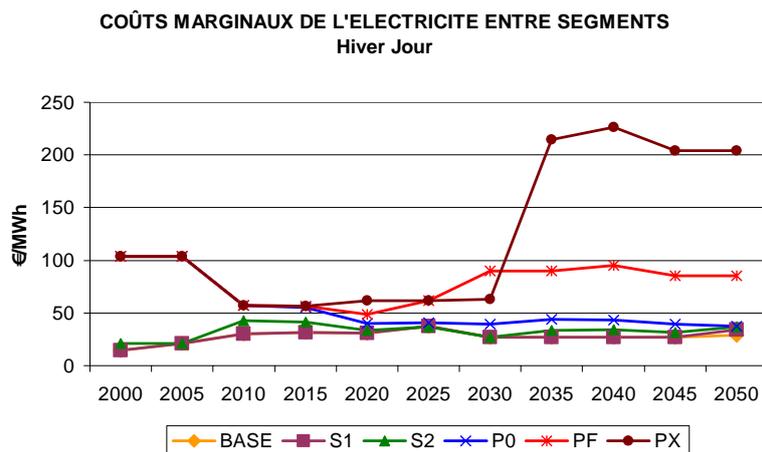


Figure 5. 21 Coûts marginaux par segment pour une représentation flexible : hiver jour

3.3.3. Emissions de CO₂

La représentation flexible du secteur électrique limite la baisse des émissions de CO₂, entraînée par le déploiement progressif des centrales nucléaires de type EPR dans la deuxième moitié de l'horizon d'étude. Le niveau d'émission du secteur électrique est alors plus de trois fois celui de l'année 2000.

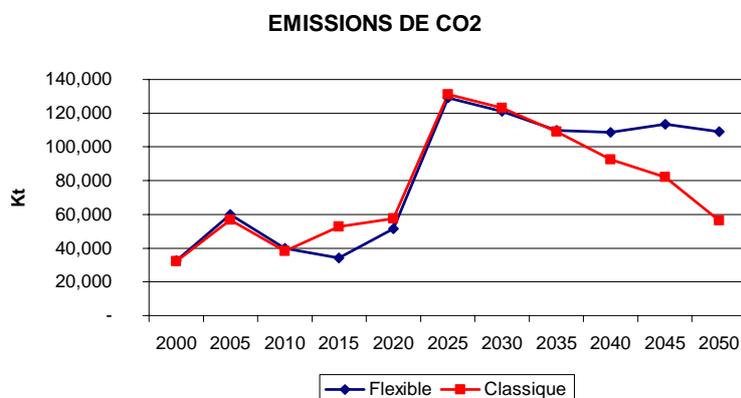


Figure 5. 22 Emissions de CO₂ du secteur électrique

L'année 2015 présente un niveau d'émission plus fort dans la représentation classique. A cette période le parc thermique existant décroît fortement et le démonstrateur EPR est le seul investissement nucléaire autorisé. Les centrales charbon sont préférées en l'absence de flexibilité pour un fonctionnement sur de longues durées. Ce résultat s'explique par un arbitrage en faveur du gaz pour des raisons de flexibilité. A partir de 2020 l'écart se réduit avec l'installation de lits fluidisés en base.

4. Modélisation de l'éolien et de son impact

Nous avons rappelé (première partie du chapitre 3) les difficultés de la modélisation de la production éolienne qui se caractérise par son intermittence et son caractère difficilement prévisible. Ces propriétés compliquent⁶⁹ dans la pratique, la gestion des systèmes électriques et l'évaluation des coûts inhérents sur des marchés concurrentiels. La représentation fine des problèmes de réseaux induits n'est évidemment pas du ressort de l'analyse prospective, mais un recours croissant à la production éolienne est cependant de nature à modifier le besoin en moyens de production "flexibles" et donc les investissements réalisés. La courbe suivante illustre les variations de la production éolienne en France et son impact sur la courbe de charge.

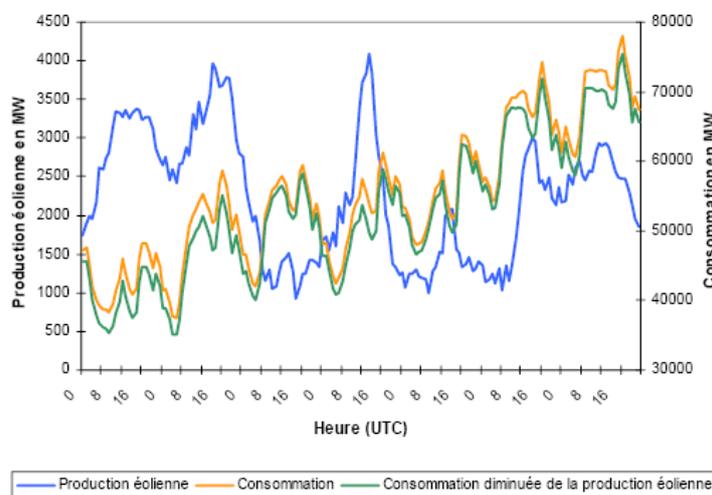


Figure 5. 23 Production éolienne simulée et consommation d'électricité sur la période du 01/01/2003 au 07/01/2003.

Source : RTE cité dans Balea, L.[80]

Le modèle électrique plus flexible développé dans les sections précédentes est alors utilisé pour une modélisation de l'impact de la production électrique d'origine éolienne sur les besoins en flexibilité du réseau. Pour intégrer cet aspect dans la démarche proposée, l'idée développée dans cette section est de caractériser la production éolienne, à partir d'un équivalent pour l'éolien de la notion de flexibilité globale et des modes de fonctionnement introduits précédemment.

⁶⁹ En fonction de la corrélation entre les variations de la production éolienne et celles de la demande d'électricité, sur des échelles de temps courtes (s à mn) la nécessité de production flexible sera réduite ou accentuée.

L'éolien est représenté en terme d'impacts positifs ou négatifs selon les divers modes. Aucun consensus général⁷⁰ n'existe quant au caractère positif ou négatif de ces impacts. Chaque choix de modélisation de l'éolien traduit en réalité une hypothèse implicite et la modélisation simple des aérogénérateurs par une production en ruban constante sur l'année (fixée par le facteur d'utilisation moyen) traduit par exemple un impact positif (substitution) uniquement en base et aucun impact négatif. L'objectif pour la prospective, de la représentation proposée ici, est alors double:

- Tout d'abord rendre explicite la vision adoptée pour chaque mode de fonctionnement ;
- Ensuite permettre de simuler des visions alternatives.

Les étapes de l'implémentation pratique de cette représentation sont, en premier lieu, la formulation et l'évaluation des impacts par mode et ensuite, la représentation de la production éolienne de manière à pouvoir traduire ces impacts.

4.1. Formulations alternatives des impacts de la production éolienne

Trois approches différentes de l'impact potentiel de la production éolienne sur le réseau sont investiguées. Les impacts sont évalués sur les modes de fonctionnement supplémentaires introduits. La base représente automatiquement le solde non contraint.

Promotion forte de l'éolien

La production éolienne a un coût variable quasiment nul du fait de l'absence de coût de combustible. C'est de plus une production fatale qui ne peut pas être dispatchée. Elle est donc une aubaine pour le système électrique et elle se substitue à la dernière centrale appelée dans l'empilement des moyens de production par ordre de coût croissant. De ce point de vue la production éolienne a un impact positif sur tous les modes de fonctionnement.

	S1	S2	P0	PF	PX
Impact	+	+	+	+	+

Tableau 5. 7 Impact de la production éolienne : promotion forte

⁷⁰ Ces impacts dépendent de nombreux facteurs : l'horizon de temps considéré, les caractéristiques électriques du point de raccordement, le foisonnement de l'ensemble des éoliennes sur une zone d'équilibre donnée, la distribution géographique du parc électrique et la structure du réseau, et les caractéristiques dynamiques des autres technologies utilisées.

Vision PPI/RTE ou MARKAL classique

Si son coût variable est faible, la production éolienne est surtout incertaine et non dispatchable. Du point de vue du réseau elle est donc incapable d'assurer les fonctions de réserve en cas de problème, ou d'être appelée ou effacée pour faire face à un pic de consommation. L'éolien de ce point de vue est représenté par son facteur d'utilisation moyen sur l'année. Il est appelé à la base de l'empilement et son impact positif en terme de fourniture d'énergie ne concerne que le fonctionnement en base ou les variations de l'équilibre offre demande ne sont pas gérées. Aucun impact n'est considéré sur les nouveaux segments introduits.

	S1	S2	P0	PF	PX
Impact	0	0	0	0	0

Tableau 5. 8 Impact de la production éolienne : vision actuelle RTE

Pénalité en pointe

Les 2 visions précédentes traduisent des niveaux d'optimisme différents mais défendables dans des systèmes électriques à faible proportion d'éolien. Dans l'hypothèse d'un recours massif à cette source d'énergie, la croissance de la flexibilité induite par l'éolien peut s'avérer plus rapide que celle strictement liée à l'évolution de la demande. La vision alternative proposée est alors un impact positif sur la fourniture d'électricité en base et en semi base, mais négatif sur les segments de pointe où l'éolien aggrave (dans certaines limites) les besoins de flexibilité.

	S1	S2	P0	PF	PX
Impact	+	+	-	-	-

Tableau 5. 9 Impact de la production éolienne : pénalité en pointe

4.2. Implémentation

Expression formelle

Les formulations qualitatives précédentes sont transcrites de manière formelle dans les contraintes relatives aux équations de flexibilité.

$$\sum_p ACT(p, j) + I_{impact}(j) \times C_w(j) \times ACT_Tot_Eole \geq Tot_Dem \times C_j \quad (12)$$

Où

ACT_Tot_Eole est la somme de la production de toutes les éoliennes installées ;

$C_w(j)$ est la part de la production éolienne attribuable au mode de fonctionnement j ;

$I_{\text{impact}}(j)$ est l'intensité positive ou négative supposée de l'impact sur le mode j .

Calcul des Coefficients par segment

• Les coefficients I_{impact} des différents modes de fonctionnement permettent de traduire quantitativement la formulation des impacts adoptée. Le tableau suivant précise les valeurs retenues pour les différentes approches qualitatives étudiées.

I_{impact}	S1	S2	P0	PF	PX
Promoteurs	1	1	1	1	1
PPI/RTE	0	0	0	0	0
Pénalité	1	1	-1	-1	-1

Tableau 5. 10 Intensité d'impact éolien par segment

Des intensités d'impact non unitaires peuvent bien sûr être formulées pour traduire, par exemple, le fait que l'impact d'un TWh éolien alloué à la pointe, n'est pas totalement négatif (corrélation positive avec la demande) sur ce segment ou qu'il est pire qu'un TWh de pointe (besoins supplémentaires de renforcements spécifiques du réseau électrique, besoin de puissance réactive...). En l'absence de motivation réelle pour des valeurs différentes, les intensités considérées sont toutes unitaires.

• Les coefficients C_w sont calculés à partir d'une monotone représentative de production éolienne sur une journée. Cette monotone représentative constitue un profil type normalisé où les niveaux de puissance installée et la chronologie des appels sont effacés. Les pourcentages allouables à chaque mode sont les seules valeurs d'intérêts pour la méthode et dépendent uniquement de la forme globale de la monotone. A partir de la monotone normalisée de puissance, les parts allouables à chaque mode sont déterminées.

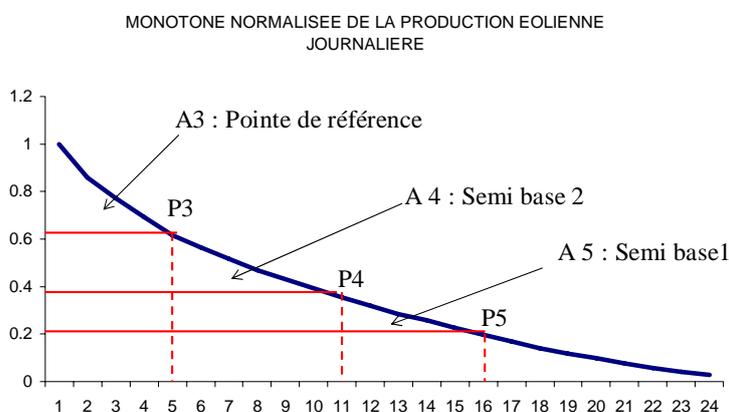


Figure 5. 24 Calcul des coefficients d'impact éolien

	Durée Maxi (h)	Durée journalière maxi équivalente	Coeff	Valeur
S1	6000	16 heures et demi par jour	Cw(5)	23,124%
S2	4000	11 heures par jour	Cw(4)	22,001%
P1	2000	5 heures et demi par jour	Cw(3)	8,311%
PF	800	2 heures par jour	Cw(2)	1,618%
PX	200	1/2 heure par jour	Cw(1)	0,81%

Tableau 5. 11 Coefficients d'impact éolien par segment

La part attribuable à la pointe extrême sur une journée, ne peut pas être déterminée avec des données horaires. Elle est par défaut supposée égale à la moitié de celle de la pointe forte.

Modélisation de la production éolienne

La représentation proposée de l'éolien dans le modèle électrique combine la différenciation des impacts, aux caractéristiques intégrées de façon classique dans le modèle MARKAL. L'éolien est modélisé par :

- Une production en ruban non « dispatchable » et représentée par un facteur d'utilisation fixe sur l'année ;
- Un coefficient de participation à l'équation de surcapacité de pic plus faible (20% contre 100% pour les autres moyens) ;
- Un impact de la production en ruban totale, différencié par mode de fonctionnement selon des formulations explicites et ajustables par l'analyste, conformément à l'approche présentée précédemment.

4.3. Simulations et résultats

Les simulations sont réalisées sur le scénario de demande électrique précédent, avec la représentation flexible et pour les différentes représentations de l'impact de la production éolienne sur les modes de fonctionnement. Les mentions POS (positif), NEG (négative), CLAS (classique) sur les graphes, sont les identifiants respectifs des points de vue des promoteurs, d'une pénalité en pointe et d'une approche RTE/PPI ou MARKAL classique pour l'éolien. Tous les résultats prennent en compte la flexibilité.

4.3.1. Production thermique

✓ Jusqu'en 2025 les niveaux de production thermique totale sont très proches car marqués par le poids des installations existantes. Après 2025, la production thermique décroît du fait de la substitution positive du thermique par l'éolien en semi base S1 et S2 même avec une pénalité en pointe. Elle décroît plus fortement dans le cas d'un impact positif en pointe.

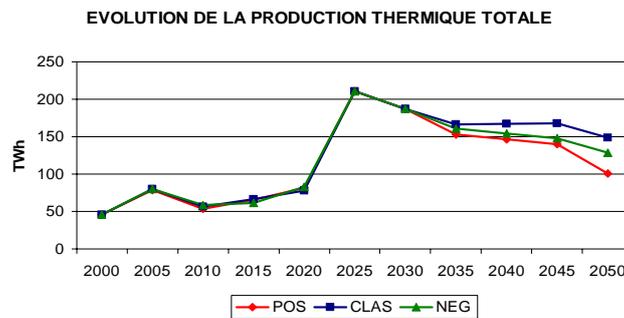


Figure 5. 25 Comparaison des productions thermiques totales

✓ La période 2000-2025 comporte aussi des arbitrages entre production gaz et production charbon, avec une utilisation en valeur absolue plus faible du gaz lorsque la substitution positive en semi base de l'éolien est autorisée. Cette substitution est limitée dans le cadre une prise en compte d'un impact négatif sur la pointe.

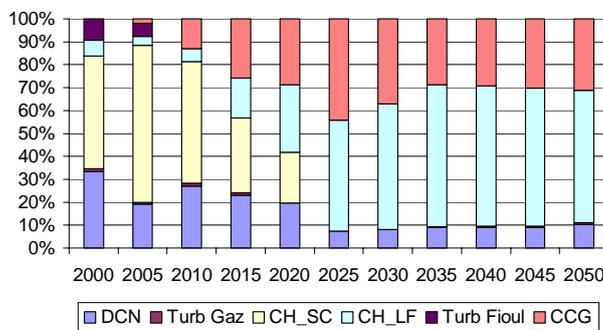


Figure 5. 26 Répartition de la production thermique : CLAS

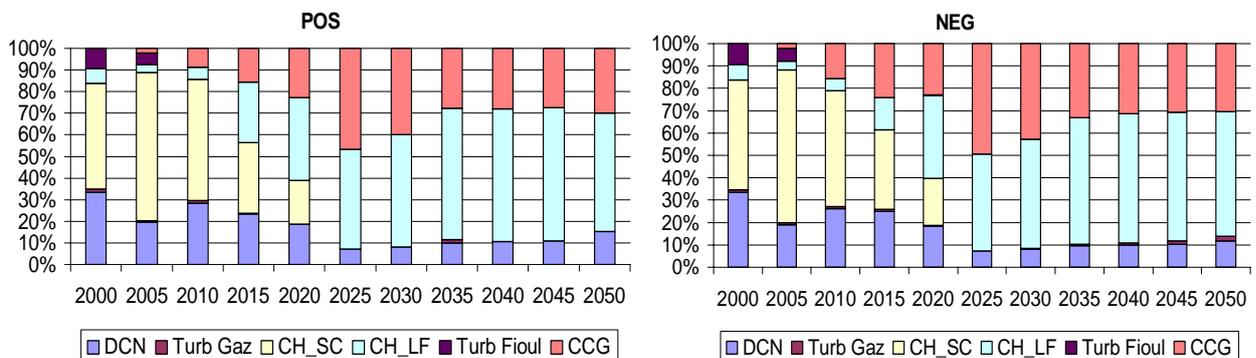


Figure 5. 27 Répartition de la production thermique : POS et NEG

✓ Ces variations de la production thermique totale et les arbitrages entre production à base de gaz ou de charbon, sont reproduits par les niveaux d'émissions de CO₂, Figure 5. 28.

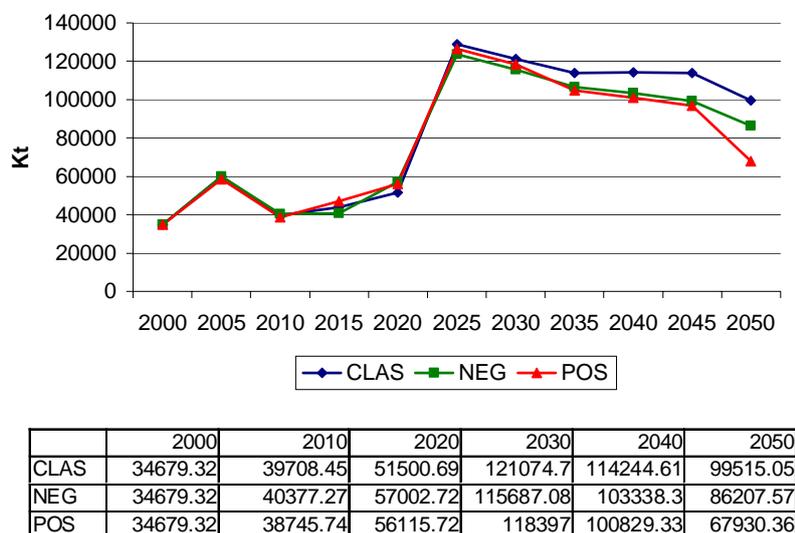


Figure 5. 28 Emissions de C O₂ pour les différentes représentations de l'éolien

4.3.2. Coûts marginaux

✓ D'une façon générale, la réduction des investissements et de la production des centrales fossiles se traduit par une hausse du coût marginal de l'électricité par rapport à la représentation classique de l'éolien.

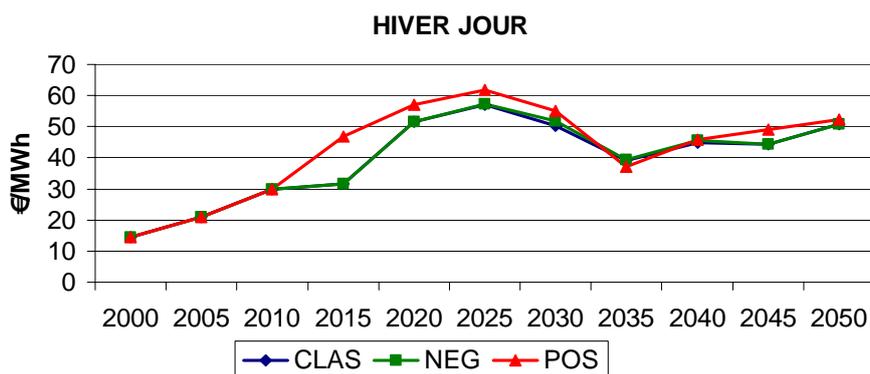


Figure 5. 29 Coûts marginaux de l'électricité

Cette hausse du coût marginal plus marquée dans le cadre d'un impact positif de l'éolien (encore moins d'investissement) masque néanmoins deux évolutions différentes de la fonction objectif de coût total actualisé du système sur tout l'horizon. Avec un impact

positif de l'éolien sur tous les segments, les conditions de satisfaction de la contrainte de flexibilité globale sont moins contraignantes et le coût total actualisé baisse. L'inverse se produit dans le cas d'un impact négatif sur les segments de pointe. On augmente fortement la contrainte sur les segments les plus chers ; le coût total actualisé augmente aussi.

Millions €	CLAS	POS	NEG
Fonction objectif	146,881	146,325	147,148

Tableau 5. 12 Coefficients d'impact éolien par segment

✓ L'interprétation des coûts marginaux de production d'électricité par segment est (cf. Figure 5. 30) plus délicate du fait d'interactions plus complexes : substitutions positives ou négatives de l'éolien sur les différents segments, variations de la production thermique totale et substitutions gaz/charbon. Les coûts marginaux baissent lorsque les contraintes sont faiblement saturées, et augmentent sinon. Leur niveau relatif traduit pour chaque période le besoin d'investissement.

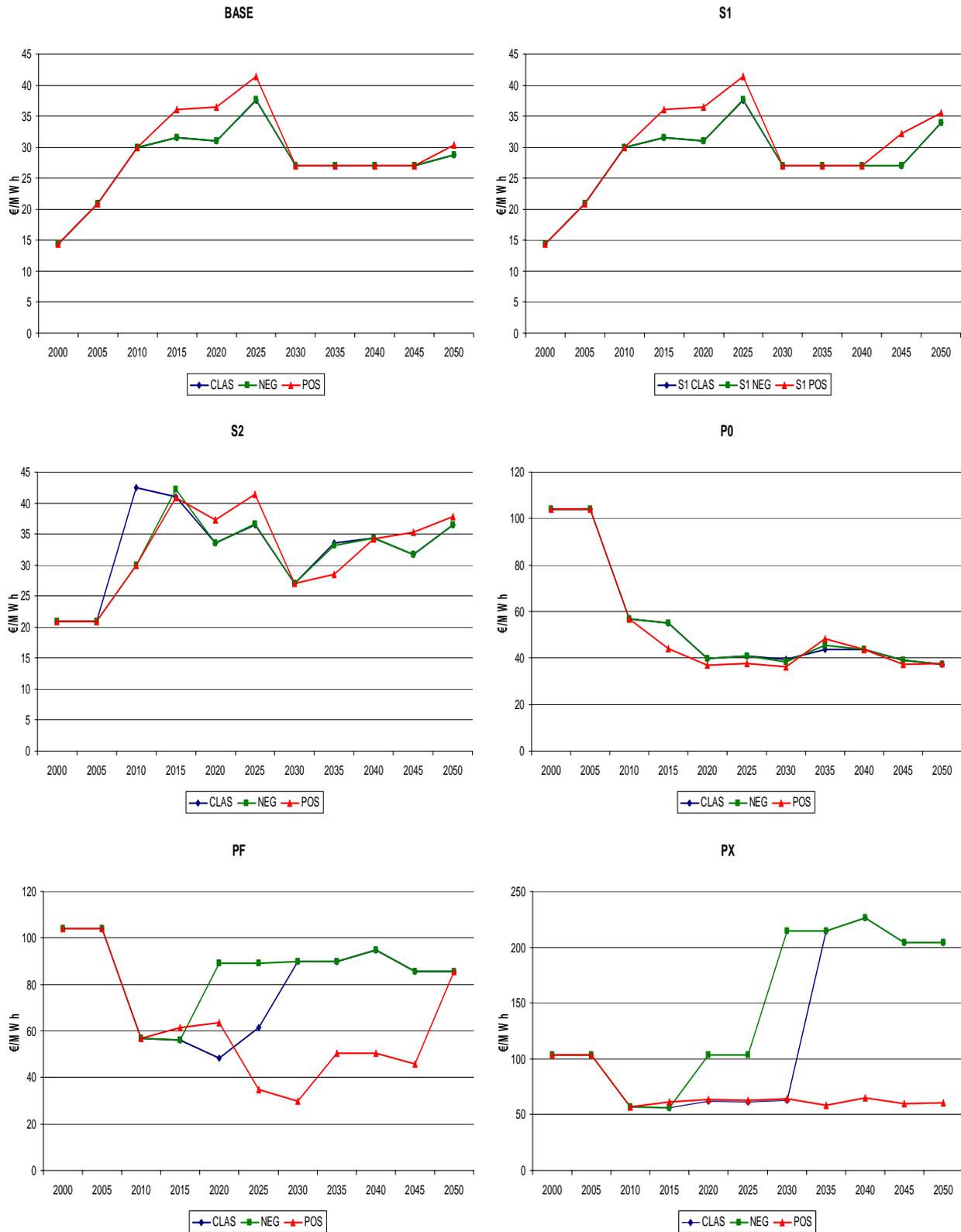


Figure 5. 30 Coûts marginaux de production électrique par segments

Les ajustements entre segments dépendent aussi des arbitrages effectués grâce au stockage hydraulique. Certaines tendances peuvent néanmoins être identifiées. En base

et en semi base S1, les contraintes apparaissent aux mêmes périodes pour les différentes représentations de l'éolien ; les allures sont très similaires. Comme pour le coût marginal global, elles sont plus fortes dans le cadre d'une substitution positive du fait d'investissements plus faibles au moment où la contrainte est saturée.

En semi base S2, la contrainte en 2010 est faiblement saturée car le système n'a globalement pas encore besoin de nouveaux investissements et la production éolienne imposée pour la production renouvelable permet de relâcher la contrainte de flexibilité. Jusqu'en 2030, la structure est similaire à celle de la semi base S1 et de la base. La situation dans la deuxième moitié de l'horizon est, avec le renouvellement du parc nucléaire, plus disparate en terme d'investissement.

Pour la pointe P0, les courbes sont très proches entre elles dans les différents cas de figure. La situation dans les segments de pointe forte et extrême où le coût de production est le plus élevé, est par contre complètement différente entre représentations. En pointe forte la substitution positive maintient les coûts à un niveau bas sur la majorité des périodes. En fin de période, le potentiel éolien est totalement réalisé pour satisfaire la contrainte de production d'origine renouvelable. Le coût de satisfaction d'une demande marginale en pointe forte rattrape alors celui des autres représentations. Dans le cadre d'une substitution négative en pointe forte, le besoin de nouveaux investissements en turbines à gaz apparaît plus vite et se traduit par une hausse dès 2020.

La pointe extrême obéit aux mêmes observations que la pointe forte. Les quantités d'énergie concernées sont en valeur absolue plus faibles ; le stockage et l'éolien arrivent alors à maintenir le coût marginal à un niveau bas sur toutes les périodes, dans le cadre d'une substitution positive de l'éolien.

5. Conclusion

La méthodologie développée dans ce chapitre propose une représentation plus satisfaisante du besoin de flexibilité du secteur électrique et de la simulation de différentes hypothèses d'impact de la production éolienne. Elle conserve les mécanismes de MARKAL existants et formule de façon explicite la nécessité d'utiliser des moyens de production flexibles. Les principes et les étapes de l'implémentation ont été détaillés, de même que les principaux résultats supplémentaires obtenus. Le modèle développé fournit des résultats explicites sur les choix technologiques et les arbitrages de l'optimisation pour les différents segments.

L'approche proposée procède par contraintes et s'intègre naturellement dans le formalisme de MARKAL. Le coût de cette solution est la duplication de la base de données qui avec la structure proposée est globalement multipliée en taille par le nombre de modes de fonctionnement considérés. Les utilitaires de duplication développés simplifient ce procédé.

L'analyse menée concerne la flexibilité de manière globale ; elle n'aborde pas la question de l'équilibre en énergie réactive sur le réseau, ni celle de l'influence du nombre de cycles d'arrêt démarrage pour une même durée de fonctionnement globale.

CHAPITRE 6

VI. MODELISATION DU SECTEUR ELECTRIQUE OUEST EUROPEEN

Les résultats de simulation du chapitre 3 relatifs aux exportations montrent l'influence d'une variation de la valorisation extérieure de l'électricité produite, sur le niveau des exportations d'électricité de la France. Ces exportations étant en 2000 du même ordre de grandeur que la production hydraulique, leur réduction ou annulation est un levier d'ajustement important. La difficulté soulevée alors est celle du niveau de valorisation extérieure à fixer de façon exogène pour les simulations et son évolution dans le temps. Pour mieux évaluer cette valeur, ce chapitre a pour but la réalisation d'un modèle MARKAL du secteur électrique ouest Européen. L'enjeu d'un tel modèle est alors d'explicitier, les conditions de valorisation monétaire des exportations d'électricité françaises en tenant compte de la structure et de l'évolution des systèmes électriques voisins. Pour ce faire, les descriptions des parcs électriques et des interconnexions sont réalisées dans une première partie ; les hypothèses de réalisation des modèles nationaux et leur intégration en un modèle unique sont ensuite présentées et enfin, à partir de la définition et de la simulation de scénarios de demande, les performances et les possibilités d'analyses du modèle européen sont discutées.

1. La zone électrique ouest-européenne

Un réseau électrique d'interconnexion relie, à l'échelle européenne, les systèmes électriques des différents pays. Ces liaisons qui avaient à l'origine pour fonction principale de permettre une assistance mutuelle en cas de difficulté, sont aujourd'hui au cœur de la réalisation effective d'un marché électrique commun. La structure d'ensemble de ce réseau européen singularise quatre grandes zones de synchronisme à l'intérieur desquelles les systèmes électriques fonctionnent à fréquence synchrone. Dans chaque zone, différentes organisations assurent la coordination des décisions et la définition des conditions de sécurité du système.

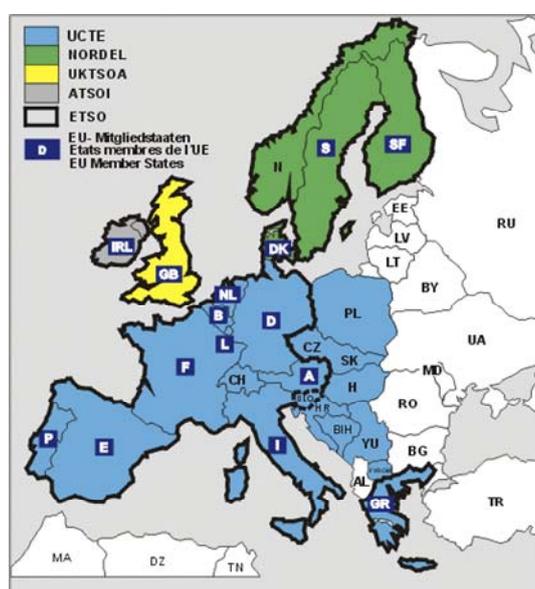


Figure 6.1 Zones de synchronisme du réseau électrique européen

Source : UCTE [81]

L'Union pour la Coordination et le Transport de l'Electricité (UCTE), regroupe les gestionnaires des réseaux de transport d'une large zone continentale qui s'étend de l'Europe de l'ouest à l'Europe de l'est. Aux frontières de cette grande zone UCTE plusieurs autres zones « insulaires » de synchronisme s'étendent : le NORDEL pour l'Europe du Nord, l'UKTSOA pour le bloc britannique et l'ATSOI pour le bloc irlandais. Enfin, l'ETSO (European Transmission System Operator) est une structure commune qui fédère à un niveau supérieur la majorité des gestionnaires de réseau de ces différentes zones.

Sur cette carte électrique, le modèle réalisé décrit une zone centrée autour de la France et comprenant l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, l'Espagne, l'Italie, les Pays-bas, le Portugal, le Royaume-Uni et la Suisse.

1.1. Structures globales de la production électrique des pays considérés

Le Tableau 6.1 résume les caractéristiques principales de la production électrique dans chacun des nouveaux pays considérés. Il met en évidence de grandes différences, d'une part dans les ordres de grandeur de production nette et de consommation intérieure, et d'autre part en terme de part de marché des différentes sources d'énergie. Les données synthétiques présentées excluent les installations de stockage hydraulique pures dont le rôle principal est d'offrir plus de flexibilité au système et de faciliter l'ajustement offre demande, en restituant plus tard de l'électricité produite pendant les périodes de faible consommation. Les apports naturels des installations de pompage mixtes sont par contre inclus dans la production hydraulique hors stockage. Toutes les demandes intérieures considérées sont nettes des consommations pour pompage et des pertes réseau.

TWh	ALL	R-U	AUT	BEL	ESP	IT	P-B	SUI
Production nette	533,577	360,975	60,184	80,266	214,441	263,305	85,966	65,348
Nucléaire	30,56%	22,14%	0%	58,97%	27,88%	0%	4,48%	39,90%
Hydro hors stockage	4,89%	1,96%	71,93%	2,18%	14,31%	19,74%	0,17%	55,93%
Charbon	25,06%	32,41%	7,19%	14,32%	30,73%	11,01%	35,33%	
Lignite	25,27%	0%	1,93%	0%	7,19%	0%	0%	
Gaz	9,00%	40,61%	13,16%	22,20%	8,22%	37,34%	48,76%	
Fioul	0,52%	1,44%	2,63%	0,65%	8,73%	27,51%	0,12%	0,16%
Eolien	1,80%	0,25%	0%	0%	2,19%	0,24%	0,85%	0%
Autres renouvelables	0,84%	1,19%	0%	1,68%	0,75%	2,71%	0,97%	1,92%
Autres	2,06%	0%	3,16%	0%	0%	1,45%	9,32%	2,08%
Pertes	4,75%	8,41%	5,72%	4,57%	9,00%	6,43%	3,91%	6,98%
Demande intérieure	505,364	340,409	53,63	79,166	194,709	279,319	100,777	52,373

Tableau 6.1 Caractéristiques de production électrique en Europe 2000

Sources : AIE [47], EURELECTRIC [82] [83].

Pour mieux comprendre les structures de production existantes en 2000, l'évolution du contexte électrique depuis 1990 est brièvement rappelée pour chaque pays. Les informations présentées proviennent principalement des chapitres sur l'électricité des publications de l'AIE relatives à la situation énergétique de chaque pays (références [84] à [90]).

Allemagne

L'Allemagne est avec une demande intérieure de 505,36 TWh et une production nette de 533,58 TWh en 2000, le plus gros marché de l'électricité en Europe. La capacité totale installée s'élève à 118 GW. La production électrique allemande repose principalement sur des moyens de production thermiques dont la part de marché atteint 59,85% de la production totale avec 50,33% de contribution pour le charbon et le lignite seuls. Les

énergies renouvelables et plus particulièrement l'éolien, ont connu un développement accéléré et l'Allemagne est aujourd'hui le leader mondial en terme de capacité installée en ce qui concerne l'éolien.

Royaume-Uni

Avec 74,46% de part relative, la production électrique anglaise repose encore plus fortement sur les moyens de production thermique. Le gaz a connu un développement fulgurant depuis l'ouverture du marché britannique en 1990/1991. Sa part dans la production totale est passée de 1,1% en 1990 à environ 40% en 2000.

Autriche

L'Autriche est l'un des deux pays de la zone étudiée qui ne produit déjà plus d'électricité à partir de centrales nucléaires. L'hydraulique avec 71,93% de part de marché en 2000 est la première source de production électrique. Le gaz avec 13,16% de part assure près de la moitié du reste.

Belgique

Avec 58,97% de l'électricité totale produite en 2000, le nucléaire est la première source de production électrique en Belgique. Le gaz avec 22,2% et le charbon avec 14,32% sont les deux autres principales options. La Belgique a connu depuis 1990, une forte croissance de la demande électrique (5% de croissance annuelle dans le tertiaire, 3% dans le résidentiel et 2,6% dans l'industrie de 1990 à 1998) qui s'est traduite par un recours massif au gaz naturel au détriment du charbon.

Espagne

La production électrique en Espagne en 2000 est dominée par le charbon, le nucléaire et l'hydraulique avec respectivement 30,73%, 27,88% et 14,31% de part de marché. A l'instar de la Belgique, le marché espagnol est l'un des plus dynamiques depuis 1990, avec une croissance annuelle moyenne d'environ 3% (6 à 7% sur la période 1998-2000). Là aussi, cette croissance a essentiellement profité au gaz naturel dont la part est passée d'environ 1% en 1990 à 8,22% en 2000.

Italie

L'Italie est le second pays de la zone étudiée à avoir proscrit l'option nucléaire pour la production nationale d'électricité. Le gaz fournit, avec 37,34% de part de marché, la plus

grande part de l'électricité produite. Le fioul est le second contributeur à la production totale avec 27,51% de part de marché ; c'est le pourcentage le plus élevé de la zone pour le fioul. L'Italie a aussi connu une période de croissance soutenue (2,3% par an) de la demande d'électricité depuis 1990 qui a encore une fois profité au gaz naturel.

Pays bas

Aux Pays-bas, le gaz naturel (48,76%) et le charbon (35,33%) assurent près de 85% de la production électrique totale. Le secteur électrique est fortement décentralisé : 30,6% de la production totale est assurée par des installations industrielles (23,8%) ou des distributeurs indépendants (6,8%).

Suisse

A l'inverse de tous les autres pays considérés, la Suisse se caractérise par une production thermique extrêmement faible. La quasi-totalité de la production électrique est réalisée à partir d'installations hydrauliques hors pompage (55,93%) et de centrales nucléaires (39,9%).

1.2. Capacités de production nucléaire

▪ Allemagne

Le parc nucléaire Allemand comprend 19 centrales nucléaires pour une capacité totale de 22,36 GW. Tous les réacteurs en service sont des réacteurs à eau légère : 13 réacteurs à eau sous pression (REP), et 6 installations à eau bouillante (REB). Le coefficient moyen de production des réacteurs nucléaires en Allemagne est de 83% [45] et la production totale d'environ 160 TWh.

L'opposition au nucléaire dans l'opinion publique allemande est telle qu'elle conduit en 2001, le gouvernement fédéral et l'industrie électrique à signer un accord pour la sortie complète du nucléaire en Allemagne à l'horizon 2025. L'accord signé, Tableau 6.2, est très précis et est assorti (en plus du déclassement en puissance) d'une limite maximale en quantité d'énergie sur la production résiduelle totale par centrale et d'un rythme de décroissance globale de production.

Centrale nucléaire	Production électrique résiduelle à compter du 1er janvier 2000 (TWh net)
Obrigheim	8,7
Stade	23,18
Biblis A	62
Neckarwestheim 1	57,35
Biblis B	81,46
Brunsbüttel	47,67
Isar 1	78,35
Unterweser	117,98
Philippsburg 1	87,14
Grafenrheinfeld	150,03
Krümmel	158,22
Grundremmingen B	160,82
Philippsburg 2	198,61
Grohnde	200,9
Grundremmingen C	168,35
Brokdorf	217,88
Isar 2	231,21
Emsland	230,07
Neckarwestheim 2	236,04
Total	2.516,05
Mülheim-Kärlich	107,25
Total Final	2.623,30

Production 2000 TWh	Décroissance future			
	2005	2010	2020	2025
160	-8	-19	-87	-46

Tableau 6.2 Programme de sortie du nucléaire en Allemagne

Source: BMU [91], AIE [84]

Le graphique suivant présente l'évolution future de la capacité nucléaire 2000, calculée à partir des données de production et des quotas futurs par réacteur.

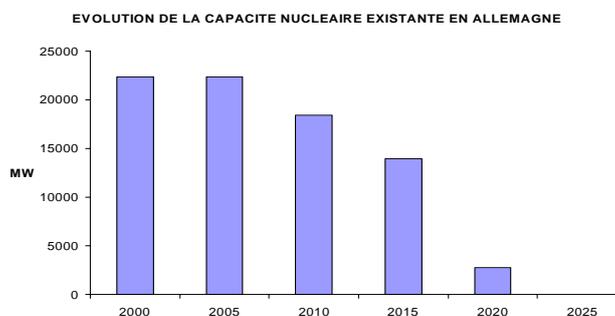


Figure 6.2 Evolution du parc nucléaire : Allemagne

- Royaume-Uni

Le Royaume-Uni compte 33 réacteurs nucléaires sur 15 sites pour une puissance totale installée de 12,59 GW. Trois types de réacteurs coexistent dans le parc britannique : 18

réacteurs de type magnox⁷¹, 14 réacteurs refroidis au gaz (type AGR) et un réacteur à eau pressurisée (REP).

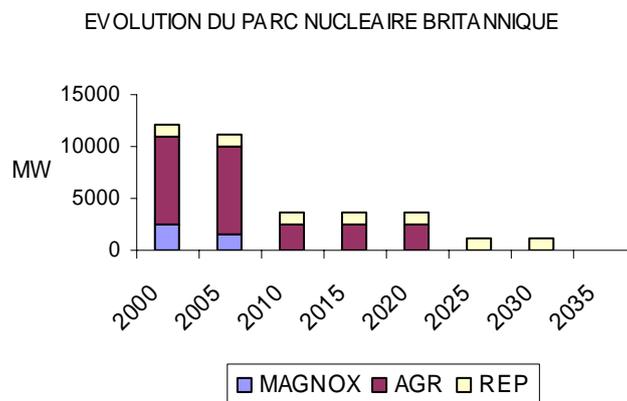


Figure 6.3 Evolution du parc nucléaire : Royaume-Uni

L'évolution future du parc nucléaire installé, laisse apparaître un déclassement rapide à brève échéance. Les réacteurs magnox seront déclassés avant 2010, les réacteurs AGR le seront totalement en 2023, et le retrait d'exploitation du réacteur REP existant est planifié pour 2035.

- Belgique

La Belgique possède 7 réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur les sites de Doel et de Thiange. La puissance totale installée est de 5,63 GW et le coefficient de production moyen de 89%. L'évolution future du parc installé est calculée avec une durée de vie de 40 ans.

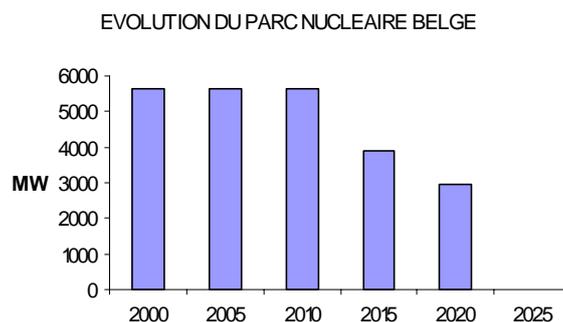


Figure 6.4 Evolution du parc nucléaire : Belgique

⁷¹ Réacteurs gaz-graphite

A l'instar de l'Allemagne, la Belgique s'est engagée depuis 1999, dans une politique de sortie du nucléaire à l'horizon 2025. Cette volonté est concrétisée dans l'adoption en 2003, d'une loi dite de sortie progressive du nucléaire. Cependant, comme le rappelle un rapport prospectif du bureau fédéral du plan Belge [92], cette loi prévoit qu'en cas de « menace pour la sécurité d'approvisionnement » et en cas de « force majeure », l'option nucléaire pourrait être reconsidérée. L'allongement de la durée de vie des centrales à 60 ans ou la construction de nouveaux réacteurs sont deux alternatives envisagées.

- Espagne

Le parc nucléaire espagnol comprend 9 réacteurs répartis sur 7 sites pour une capacité totale de 7,64 GW. Les réacteurs espagnols sont des réacteurs à eau légère : 7 réacteurs à eau pressurisée et 2 réacteurs à eau bouillante. Le facteur de production moyen de ces centrales est de 89%. L'évolution future du parc est calculée à partir d'hypothèses de durées de vie de 30 à 40 ans [87], différenciées pour chaque centrale.

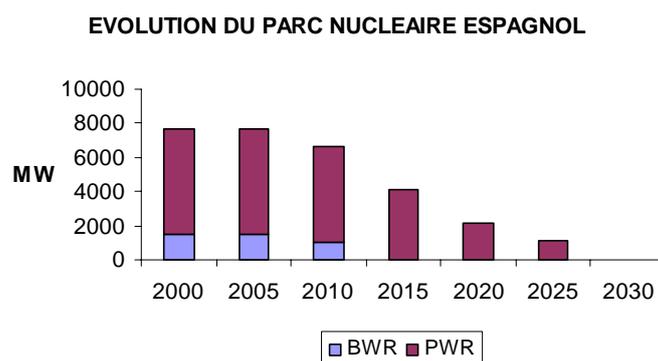


Figure 6.5 Evolution du parc nucléaire : Espagne

En 1984, un moratoire portant uniquement sur 5 centrales nucléaires alors en construction a été adopté. Aucune indication n'existe sur une volonté de sortie définitive du nucléaire ni sur la construction programmée de nouvelles tranches nucléaires.

- Pays-Bas

Aux Pays-Bas, un seul réacteur nucléaire était en fonctionnement en 2000. Ce réacteur a été retiré de l'exploitation en 2004 et aucune nouvelle installation n'est envisagée du fait d'une forte opposition à la construction de nouveaux réacteurs.

- Suisse

La Suisse compte 5 réacteurs nucléaires (2 réacteurs à eau bouillante et 3 à eau pressurisée) sur 4 sites pour une puissance totale de 3,2 GW. Une caractéristique originale du parc nucléaire Suisse est que 4 de ces réacteurs sont aussi partiellement utilisés en cogénération pour fournir de la chaleur. Le facteur d'utilisation moyen des centrales en Suisse est de 89%. L'évolution du parc existant est calculée pour une durée de vie des installations de 40 ans.

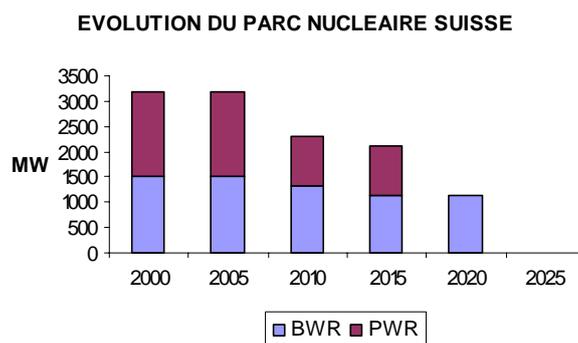


Figure 6.6 Evolution du parc nucléaire : Suisse

L'année 2000 a vu la fin d'un moratoire de 10 ans sur la construction de nouvelles centrales adopté en 1990. Le contexte futur de développement ou non du nucléaire reste cependant incertain.

1.3. Capacités de production hydraulique

Les installations hydrauliques existantes sont distinguées en centrales classiques ou en stations de pompage. Aucun déclassement n'est considéré dans le futur pour ces installations. Le tableau suivant résume les caractéristiques de production hydraulique pour tous les pays considérés. Pour tenir compte des variations annuelles de la productibilité des centrales hydrauliques, les facteurs d'utilisation sont calculés pour chaque pays à partir de séries longues [47] portant sur les productions totales et les capacités installées. Les valeurs de rendement retenues pour la France sont conservées.

		AUT	BEL	ALL	IT	P-B	ESP	SUI	R-U
Hydraulique classique	Puissance GW	11,55	1,41	8,98	20,35	0,04	17,96	13,23	4,27
	Facteur d'utilisation	0,38	0,11	0,33	0,29	0,26	0,24	0,34	0,20
	Rendement	0,90							
Station de pompage	Puissance GW	3,57	1,31	4,65	6,96	0,00	5,29	1,63	2,79
	Facteur d'utilisation	0,05	0,08	0,09	0,07	0,00	0,04	0,08	0,07
	Rendement	0,73							

Tableau 6.3 Capacités de production hydraulique considérées

1.4. Capacités de production thermique

Pour chaque pays, le parc thermique de l'année 2000 est désagrégé par technologie et par combustible. Cette désagrégation est effectuée à partir de statistiques par technologie de l'AIE [47] et de statistiques par combustible d'EURELECTRIC [82] [83]. Pour chaque technologie, la répartition par combustible en pourcentage est estimée. Les principales règles de conciliation sont :

- Les cycles combinés sont uniquement des centrales à gaz, le solde de centrales gaz étant réparti en turbine vapeur et turbine à combustion ;
- Toutes les centrales charbon sont des centrales vapeur, le solde de centrales vapeur étant assuré par des centrales fioul ou gaz ;
- Le gaz hors cycle combiné et le fioul sont répartis dans les centrales à vapeur résiduelles, les turbines et les moteurs ;
- La répartition entre le gaz (hors cycle combiné) et le fioul est déterminée au prorata des capacités totales installées à répartir ;

Le Tableau 6.4 recense les valeurs retenues pour les capacités thermiques installées l'année de base et pour tous les pays de la zone étudiée.

		ALL	AUT	BEL	ESP	IT	P-B	R-U	SUI
Vapeur	Ptotale MW	70831	4222	3952	21098	40048	10081	37094	210
	% Charbon	43,64%	29,97%	46,70%	46,07%	28,16%	43,19%	82,96%	0,00%
	% lignite	29,03%	8,64%	0,00%	9,34%	0,72%	0,00%	0,00%	0,00%
	%Gaz	19,72%	45,41%	25,62%	12,93%	6,61%	56,81%	8,03%	90,00%
	%Fioul	7,61%	15,98%	27,68%	31,66%	64,52%	0,00%	9,01%	10,00%
Cycle combiné	Ptotale	2729	536	2672	1181	7839	5637	21138	0
	% Charbon	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	% lignite	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	%Gaz	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	%Fioul	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Turbine gaz	Ptotale	6279	247	1281	1535	5314	800	2026	0
	% Charbon	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	% lignite	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	%Gaz	72,15%	73,96%	48,06%	28,99%	9,29%	100,00%	47,15%	
	%Fioul	27,85%	26,04%	51,94%	71,01%	90,71%	0,00%	52,85%	
Moteur à combustion interne	Ptotale	955	57	200	2429	833	798	176	30
	% Charbon	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	% lignite	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	%Gaz	72,15%	73,96%	48,06%	28,99%	9,29%	100,00%	47,15%	90,00%
	%Fioul	27,85%	26,04%	51,94%	71,01%	90,71%	0,00%	52,85%	10,00%

Tableau 6.4 Capacités de production thermique considérées

L'évolution future de ces capacités installées en 2000 est déterminée pour chaque technologie et pour chaque pays à partir des capacités totales installées depuis 1974 pour chaque pays. Les augmentations ou retraits sont cumulés et les capacités sont projetées avec des hypothèses de durée de vie par technologies : 40 ans pour les centrales vapeur, 25 ans pour les cycles combinés, les turbines et les moteurs à combustion interne.

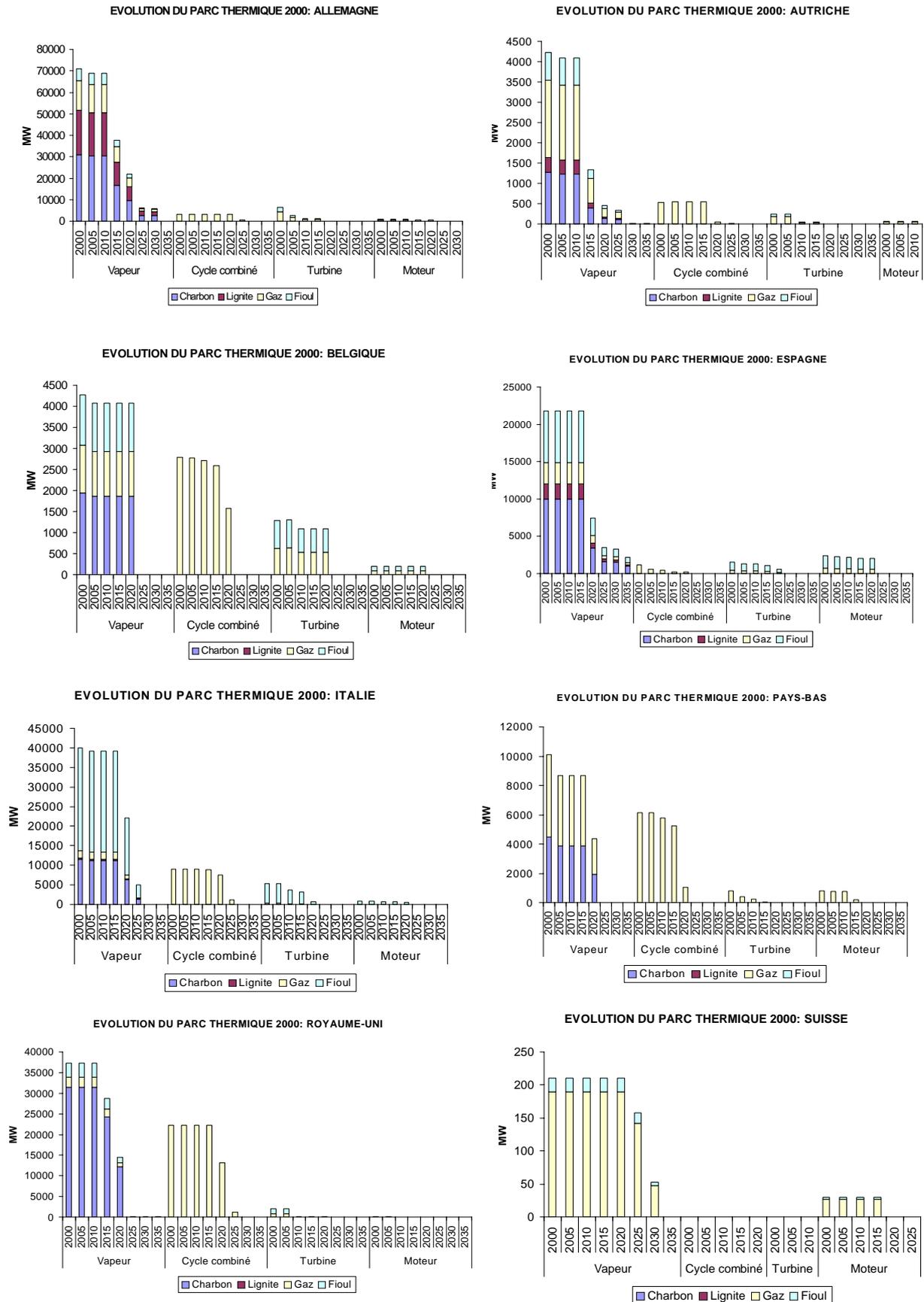


Figure 6.7 Evolution du parc thermique par pays

A l'inverse de la France l'effet falaise concerne la décroissance brutale du parc thermique, pour les pays à production majoritairement thermique (charbon et lignite pour l'Allemagne par exemple). Il existe alors, un important gisement de réduction des émissions de CO₂ facilement mobilisable, dans la substitution de combustible, lorsque le charbon ou le fioul ont une part de production significative⁷².

1.5. Production d'origine renouvelable

La production d'origine renouvelable hors hydraulique est faible dans la zone étudiée. Les statistiques de l'année de base sont distinguées en production éolienne et autres productions renouvelables. L'éolien est décrit par la puissance installée en 2000 et son évolution future. La catégorie "autres renouvelables" est représentée par une production constante égale au niveau de production en 2000.

	ALL	AUT	BEL	ESP	IT	P-B	SUI	R-U
Puiss. Eolienne 2000 (MW)	6095	54	14	2274	363	442	3	412
Facteur d'utilisation	17,6%	0%	0%	23,6%	18,9%	18,1%	0%	24,9%
Prod. autres ENR 2000 (GWh)	4400	4200	0	1300	1600	6900	800	1200

Tableau 6.5 Capacités de production d'origine renouvelable en 2000

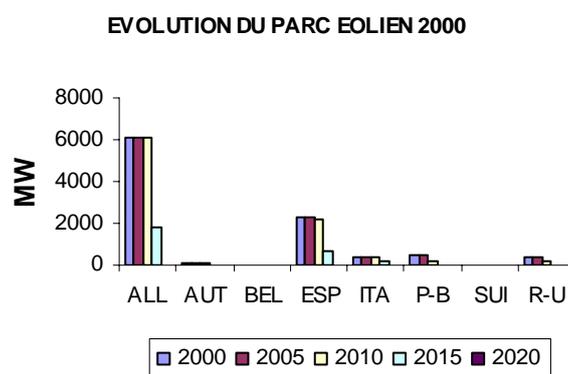


Figure 6.8 Evolution du parc éolien 2000

Le rythme de développement de la production éolienne est toujours soutenu et de nombreuses capacités supplémentaires ont été installées depuis 2000.

	ALL	AUT	BEL	ESP	IT	P-B	SUI	R-U
Puiss. Eolienne fin 2003 (MW)	14609	415	68	6203	904	910	5	648

Tableau 6.6 Puissance éolienne totale installée 2003
Source : EWEA [93]

⁷² L'arrêt ou non du nucléaire a dans de telles conditions, des implications moins pénalisantes en terme d'émissions que ce qu'il aurait en France.

1.6. Interconnexions et échanges d'électricité

Echanges d'électricité

Des échanges d'électricité ont lieu entre les pays de la zone d'intérêt de même qu'avec les pays en dehors de cette zone. Les tableaux suivants présentent sous forme de matrices, les exportations, les importations, ainsi que le solde en 2000 pour chacun des pays étudiés. Les pourcentages en fonction du pays d'origine ou de destination des échanges sont aussi précisés.

Un pays fortement importateur comme l'Italie, exporte à certaines heures de l'année de l'électricité vers la France. Le solde présente alors la situation globale nette des échanges entre deux pays. Les valeurs présentées sont calculées d'après les statistiques électriques de l'AIE [47].

	AUT	BEL	FRA	ALL	ITA	P-B	ESP	SUI	R-U
EXPORTS (TWh)	15,192	7,319	73,174	42,077	0,484	4,031	7,827	31,4	0,134
AUT	0%	0%	0%	17,55%	0%	0%	0%	0,68%	0%
BEL	0%	0%	11,63%	0%	0%	75,54%	0%	0%	0%
FRA	0%	2,75%	0%	0,97%	83,47%	0,00%	7,60%	6,59%	0%
ALL	35,61%	0%	21,39%	0%	0%	24,19%	0%	20,89%	0%
ITA	12,80%	0%	22,04%	0%	0%	0%	0%	71,14%	0%
P-B	0%	70,38%	0%	39,65%	0%	0%	0%	0%	0%
ESP	0%	0%	11,62%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SUI	27,47%	0%	13,06%	24,54%	1,65%	0,05%	0%	0%	0%
R-U	0%	0%	20,09%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
AUTRES	24%	27%	0,17%	17%	15%	0%	92%	1%	100%

	AUT	BEL	FRA	ALL	ITA	P-B	ESP	SUI	R-U
IMPORTS (TWh)	13,824	11,645	3,695	45,134	44,831	22,946	12,268	24,33	14,308
AUT	0%	0%	0%	13,17%	4,37%	0%	0%	17,22%	0%
BEL	0%	0%	5,47%	0%	0%	9,95%	0%	0%	0%
FRA	0%	73,10%	0%	34,01%	36,08%	22,91%	69,29%	39,51%	100,00%
ALL	53,26%	0%	16,73%	0%	0%	62,43%	0%	42,95%	0%
ITA	0%	0%	10,61%	0%	0%	0%	0%	0,32%	0%
P-B	0%	26,90%	0%	1,99%	0%	0%	0%	0%	0%
ESP	0%	0%	16,10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SUI	1,53%	0%	51,10%	12,23%	49,44%	0%	0%	0%	0%
R-U	0%	0%	0%	0%	0%	4,64%	0%	0%	0%
AUTRES	45,20%	0%	0%	38,60%	10,11%	0,06%	30,71%	0%	0%

	AUT	BEL	FRA	ALL	ITA	P-B	ESP	SUI	R-U	TOTAL
SOLDE EXP TWh	1,368	-4,326	69,479	-3,057	-44,347	-18,915	-4,441	7,07	-14,174	-11,343
AUT	0	0	0	1,444	-1,958	0	0	-3,976	0	-4,49
BEL	0	0	8,31	0	0	0,762	0	0	0	9,072
FRA	0	-8,311	0	-14,945	-15,771	-5,258	-7,905	-7,545	-14,308	-74,043
ALL	-1,953	0	15,035	0	0	-13,351	0	-3,89	0	-4,159
ITA	1,945	0	15,734	0	0	0	0	22,259	0	39,938
P-B	0	2,018	0	15,786	0	0	0	0	0	17,804
ESP	0	0	7,909	0	0	0	0	0	0	7,909
SUI	3,962	0	7,671	4,808	-22,157	0,001	0	0	0	-5,715
R-U	0	0	14,697	0	0	-1,065	0	0	0	13,632
AUTRES	-2,586	1,967	0,123	-10,15	-4,461	-0,004	3,464	0,222	0,134	-11,291

Tableau 6.7 Matrices des échanges d'électricité 2000

Ces échanges dessinent des situations nationales extrêmement variées. La France est de loin la première nation exportatrice d'électricité de la zone étudiée. Elle est la principale source d'importation pour la Belgique, l'Espagne et le Royaume-Uni, et la seconde source pour l'Allemagne, l'Italie, la Suisse ⁷³, et les Pays-Bas. Deux pays, l'Allemagne et l'Italie présentent aussi des structures d'échanges d'électricité nettement différenciées.

L'Allemagne est la plus grosse nation importatrice de la zone d'étude et la deuxième exportatrice après la France. Son solde est, au regard des quantités échangées, quasiment à l'équilibre avec une importation nette d'environ 3TWh. Elle est de ce point de vue assimilable à une énorme plaque de transit. Elle est fortement importatrice (38,6% des importations) d'électricité en provenance des pays en dehors de la zone. Ses principales sources d'importation extérieures à la zone sont la république Tchèque avec 8,93 TWh et le Danemark avec 6,4 TWh.

L'Italie est, après l'Allemagne la seconde nation importatrice. Elle présente cependant, le plus gros déficit avec 44,34 TWh d'importation nette. L'électricité importée en Italie provient principalement de la France, de la Suisse et de la Slovaquie.

Interconnexions

Les caractéristiques physiques des lignes d'interconnexions bornent les échanges d'électricité sur le réseau européen. Lorsque les lignes fonctionnent à leur limite de charge, elles sont dites saturées. L'estimation des capacités de transfert nettes est directionnelle ; les capacités d'échanges à l'exportation et à l'importation peuvent ainsi être différentes. En effet, en plus des propriétés physiques individuelles des lignes d'interconnexion [94] [95], la capacité de transfert nette entre deux pays dépend des impédances des systèmes électriques en regard et des conditions de sécurité retenues par chaque gestionnaire de réseau. Bien que les règles de circulation des flux sur les réseaux électriques soient plus complexes que sur les réseaux routiers, une illustration simple peut être trouvée dans un rapprochement avec le réseau routier. La capacité de transit routier entre 2 villes reliées par une autoroute dépend à chaque instant autant du nombre de voies (caractéristiques physiques) de l'autoroute que des capacités d'accueil et du niveau d'encombrement des réseaux routiers dans chacune des villes en regard. Les valeurs de flux admissibles peuvent être différentes dans un sens ou dans l'autre. La méthode de définition des capacités de transfert nettes entre pays est établie par

⁷³ Une grande partie de l'électricité exportée par la France vers la Suisse est en réalité redirigée vers l'Italie.

l'association des gestionnaires de réseau européen (ETSO) [96] [97]. L'ETSO publie pour l'hiver et pour l'été des capacités de transfert indicatives. Ces capacités de transfert nettes en MW et par saison, permettent le calcul des capacités d'échanges d'énergie pour les différentes sous périodes du modèle.

		EXPORTATEURS												
IMPORTATEURS	MW	AUT	BEL	FRA	ALL	ITA	P-B	ESP	SUI	R-U	AUTRES SUD	AUTRES EST	AUTRES NORD	
	AUT				1600				1500				600	
	BEL			2250			2400							
	FRA		2750		5600			1000		2000				
	ALL	1400		2550			3000		4000			3400	2210	
	ITA	220		2650					2800			880		
	P-B		2350		3800									
	ESP			1400								1100		
	SUI	1200		3200	3000									
	R-U			2000										
	AUTRES SUD							1200						
	AUTRES EST	1500			2700	980								
	AUTRES NORD				1720					330				

Tableau 6.8 Capacités de transfert nettes considérées : Hiver

2. Structure du modèle européen

La construction d'un modèle européen implique la réalisation, pour chaque pays de la zone, de modèles nationaux et l'intégration de ces modèles pour une représentation endogène des échanges bilatéraux d'électricité dans la zone modélisée. La structure globale de chacun des systèmes électriques nationaux est identique à celle adoptée pour la France. Elle varie uniquement en fonction du nombre de technologies (centrales déjà installées et futures) prises en compte dans chaque pays pour tenir compte de niveaux de détails statistiques différents.

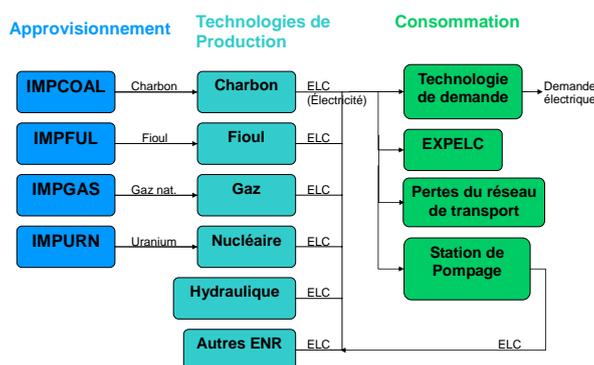


Figure 6.9 Système électrique de référence pour chaque pays

L'intégration est faite par le biais d'interconnexions qui sont, pour chaque paire de pays, réalisées par 6 liaisons (3 saisons et deux sens) commerciales d'électricité et une série de transformateurs.

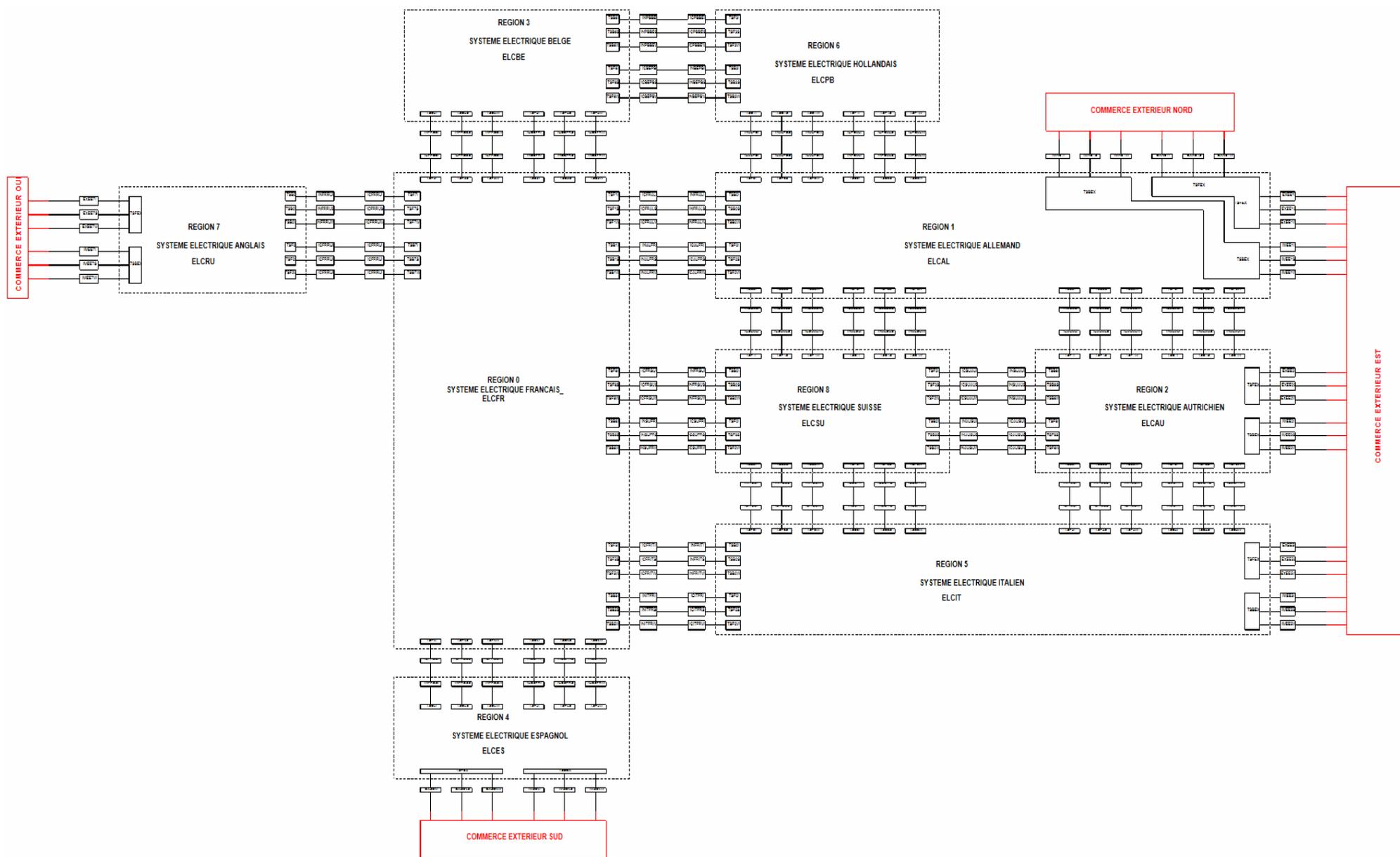


Figure 6.10 Schéma du modèle électrique européen (Cf. Annexe D)

2.1. Hypothèses générales du modèle

L'horizon de modélisation et la durée des sous périodes et des saisons sont les mêmes que pour le modèle électrique français : 2000-2050, 11 périodes de 5 ans, et six sous périodes. La valeur du taux d'actualisation peut être différenciée par pays. En l'absence de motivations pour une telle différenciation, une valeur unique est prise pour l'ensemble des simulations présentées dans ce document. Les autres hypothèses globales pertinentes pour le modèle européen sont : les paramètres du réseau, les échanges avec les pays en dehors de la zone et la structure de la demande.

- Paramètres du réseau

Les réseaux électriques sont distingués en un réseau de transport pour les moyens de production centralisés et un réseau de distribution pour la production décentralisée. Les pertes en lignes s'appliquent uniquement à la production centralisée. Elles sont différenciées par pays et traduisent pour chacun, les performances (âge, dimensionnement, température ambiante) du réseau de transport. Ces pertes sont calculées d'après les données électriques AIE [47].

	Allemagne	Angleterre	Autriche	Belgique	Espagne	Italie	Pays-bas	Suisse
Production nette TWh	533,577	360,975	60,184	80,266	214,441	263,305	85,966	65,348
Pertes réseau retenues	4,75%	8,41%	5,72%	4,57%	9,00%	6,43%	3,91%	6,98%

Tableau 6.9 Pertes des réseaux électriques

Le second paramètre réseau d'intérêt est la réserve de capacité installée, évaluée par rapport à la demande moyenne d'hiver. Sa valeur est calibrée pour chaque pays sur l'année 2000 en divisant la puissance moyenne appelée⁷⁴ le jour en hiver par la capacité totale installée. Les puissances moyennes appelées en hiver sont calculées à partir des statistiques d'appel horaire de puissance pour une journée type par mois, fournies par l'UCTE [94]. La moyenne des appels de puissance de 7h à 17h et de novembre à février est évaluée.

⁷⁴ Ceci est le sens MARKAL de la réserve. La méthode de calcul habituelle définit plutôt la réserve par rapport au pic maximum de puissance.

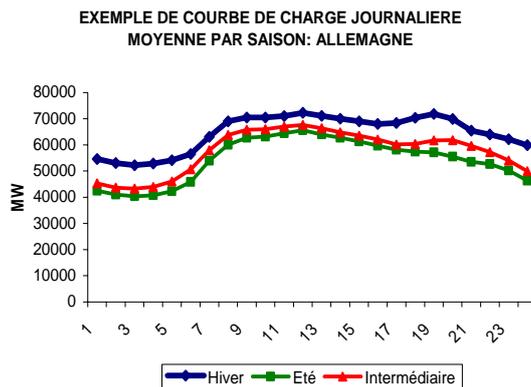


Figure 6.11 Exemple de courbes de charges journalière par saison : Allemagne

Le Royaume-Uni n’étant pas couvert par les statistiques UCTE, la valeur moyenne du facteur de réserve pour l’ensemble des autres pays est arbitrairement retenue.

	ALL	AUT	BEL	ESP	ITA	P-B	R-U	SUI
Facteur de réserve	42,0%	57,8%	27,3%	47,5%	40,9%	32,4%	42,7%	51,2%

Tableau 6.10 Caractéristiques

- Représentation de la demande

Les demandes électriques nationales sont agrégées et précisées de manière exogène. Elles sont caractérisées par les parts de demande allouables à chaque sous période du modèle. Les valeurs retenues pour ces parts ont été calibrées sur l’année 2000 à l’aide des courbes journalières de consommation (et leur agrégation par saisons) de l’UCTE introduites au paragraphe précédent.

Fraction de la demande	I-D	I-N	S-D	S-N	W-D	W-N
ALL	0,24	0,09	0,16	0,06	0,32	0,13
AUT	0,23	0,09	0,16	0,06	0,33	0,13
BEL	0,23	0,10	0,16	0,07	0,31	0,13
ESP	0,23	0,09	0,17	0,07	0,31	0,13
ITA	0,24	0,08	0,18	0,07	0,32	0,11
P-B	0,24	0,08	0,18	0,06	0,33	0,11
R-U	0,23	0,09	0,17	0,06	0,32	0,12
SUI	0,23	0,09	0,17	0,06	0,32	0,13

Tableau 6.11 Répartition saisonnière de la demande par pays

- Représentation des échanges avec l’extérieur

Le modèle européen proposé décrit explicitement les systèmes électriques des pays voisins de la France et représente de manière endogène les échanges d’électricité dans la zone étudiée. Les échanges avec les pays situés à l’extérieur de la zone ont une influence indirecte et plus faible sur la valorisation à l’extérieur de l’électricité française.

Schématiquement, pour un volume d'échanges extérieurs égal à 10%⁷⁵ de la consommation intérieure de chaque pays, l'influence directe des échanges à l'extérieur de la zone sur la France est inférieure à 1%.

Ces échanges vers l'extérieur seront représentés comme des exportations ou des importations. Ils sont caractérisés par un volume maximum et un prix exogène de valorisation externe de l'électricité produite dans la zone.

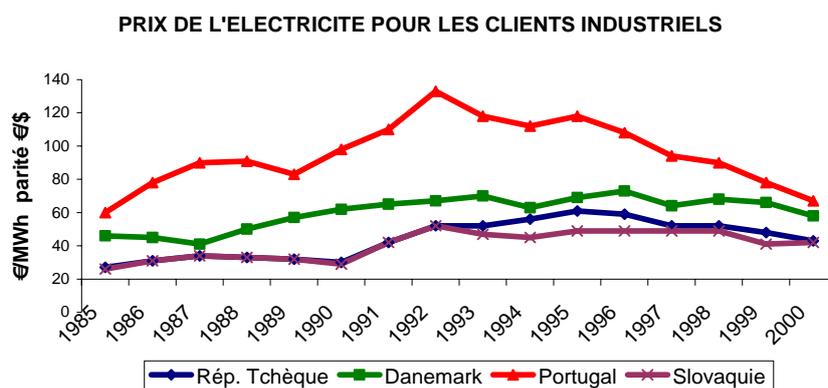


Figure 6.12 Exemple de courbes de charges journalière par saison : Allemagne

L'analyse des prix aux clients industriels permet de distinguer trois régions extérieures à la zone étudiées. Une région Est (principalement républiques Tchèque et Slovaque) avec des prix aux alentours de 42 €/MWh en 2000, une région Nord (Danemark et pays nordiques plus l'Irlande) avec un prix de 58€/MWh et une région Sud (Portugal) avec un prix de 67€/MWh.

Les échanges des pays de la zone avec l'extérieur, de même que le montant de la valorisation seront différenciés suivant ces trois régions. Jusqu'en 2020, les prix aux industriels 2000 servent d'indices pour la valorisation⁷⁶. A partir de 2020, le montant de cette valorisation est fixé à 40€/MWh pour traduire une hypothèse de convergence de l'ensemble des pays vers⁷⁷ :

- Une centrale charbon supercritique fonctionnant autour de 7000h par an pour un charbon à 35\$ la tonne ;
- Un cycle combiné gaz fonctionnant 7000h pour un prix du gaz à 3.6\$/MBtu.

⁷⁵ Valeur cible pour le futur et préconisée par la communauté européenne au sommet de Barcelone, comme minimum pour l'établissement d'un marché compétitif [98].

⁷⁶ Les prix aux industriels sont plus proches des coûts de production que les prix aux clients résidentiels.

⁷⁷ Conformément aux données des coûts de référence et pour un taux d'actualisation de 8%.

2.2. Nomenclature

- Technologies de production électrique et vecteurs énergétiques correspondants

Tous les pays ont, par hypothèse, un accès égal aux mêmes technologies de production. L'existence d'un moratoire (cas du nucléaire) ou de toute autre disposition spécifique à une technologie donnée est prise en compte le cas échéant à travers le scénario simulé. Les codes d'identification des différentes technologies de production d'électricité et la liste des vecteurs énergétiques utilisés pour la production électrique sont alors, pour chaque pays considéré, les mêmes que pour la France (Cf. chapitre précédent). EON01 désigne ainsi, et indépendamment du pays⁷⁸, la première technologie de production nucléaire d'électricité. De même CECHA désigne dans tous les pays, le charbon comme combustible pour la production électrique.

- Electricité

Plusieurs "types" d'électricité cohabitent dans chaque système électrique : l'électricité produite et consommée dans chaque pays, l'électricité échangée sur le réseau d'interconnexion, et l'électricité échangée avec les pays en dehors de la zone modélisée⁷⁹. Pour chaque type, un ou plusieurs vecteurs électrique sont modélisés.

Consommations nationales:

Elles sont identifiées par un code à 5 lettres. Les trois premières, "ELC" indiquent qu'il s'agit d'électricité ; les deux dernières caractérisent le pays (R pour région) considéré.

	ALL	AUT	BEL	ESP	ITA	P-B	SUI	R-U
Suffixes	AL	AU	BE	ES	IT	PB	SU	RU

Tableau 6.12 Identifiants de l'électricité produite et consommées dans chaque pays

ELCAL et ELCIT désignent alors respectivement l'électricité échangée localement sur les réseaux de l'Allemagne et de l'Italie.

⁷⁸ La différenciation pour le solveur tient dans le fait que les technologies sont "liées" à la région d'installation, le couple technologie région caractérise donc un objet unique.

⁷⁹ La première distinction concerne pour chaque pays le système local et le réseau extérieur. Pour le réseau extérieur, les interconnexions et les échanges à l'extérieur de la zone sont, du point de vue du modèle, de natures différentes; les premières ont un coût d'utilisation endogène tandis que les secondes ont un coût fixé par l'utilisateur.

Electricité des interconnexions :

L'électricité échangée sur le réseau interconnecté possède des noms différents dans le pays d'origine et dans le pays de destination. Elle est aussi distinguée suivant les différentes saisons (intermédiaire, hiver, été) du modèle. Une liaison entre deux pays met donc en œuvre 6 vecteurs électriques. Ces différentes formes d'électricité sont représentées par un code à 6 caractères. Les trois premières lettres "ELC" indiquent qu'il s'agit d'électricité. Les deux caractères suivants sont des chiffres qui précisent le pays de référence et le pays partenaire. Le dernier caractère est une lettre (I, S ou W) qui précise la saison.

	FRA	ALL	AUT	BEL	ESP	ITA	P-B	SUI	R-U
Identifiant	0	1	2	3	4	5	6	7	8

Tableau 6.13 Identifiants de l'électricité échangée par les interconnexions

Les codes ELC01I et ELC10I font ainsi tous deux référence à l'électricité échangée pendant la saison intermédiaire sur l'interconnexion France Allemagne. ELC01I est l'identifiant de l'électricité échangée dans le système français et ELC10I son homologue du côté Allemand.

Cette nomenclature caractérise individuellement l'ensemble des échanges d'un pays donné en fonction de ses partenaires commerciaux.

Electricité des échanges extérieurs :

Les échanges avec les pays situés à l'extérieur de la zone sont représentés par un code à 5 lettres. Les trois premières, "EXT" indiquent, qu'il s'agit d'échange d'électricité avec l'extérieur de la zone modélisée. Les deux dernières lettres caractérisent, comme pour les consommations nationales, le pays de référence. Les codes EXTAL et EXTAU désignent alors respectivement l'électricité échangée entre l'Allemagne et les pays à l'extérieur de la zone considérée et celle échangée entre l'Autriche et les pays à l'extérieur de la zone.

- Transformateurs électriques

Plusieurs technologies « transformateurs » assurent, pour chaque système électrique national, le passage entre les formes d'électricité échangée sur les réseaux extérieurs (interconnexion ou extérieur à la zone) et l'électricité interne au système considéré. Pour chaque type d'électricité non interne à un pays donné, deux transformateurs sont nécessaires ; un pour l'exportation et un autre pour l'importation. Les transformateurs sont identifiés par un code à 5 caractères. Les deux premiers "TS" précisent qu'il s'agit de

transformateurs. Le suivant "F" ou "B" précise qu'il s'agit d'exportation ou d'importation⁸⁰. Les quatrièmes et cinquièmes précisent le type de pays liés par le transformateur et la saison pendant laquelle a lieu l'échange.

Transformateurs pour les interconnexions :

Le quatrième caractère est alors un chiffre qui décrit le pays partenaire (identifiant identique à celui des interconnexions) et le cinquième, précise la saison. Ces technologies sont liées (comme pour les technologies de production d'électricité) au pays d'installation qui n'est de fait pas mentionné dans le code. Dans le cadre de la France, les codes TSF4I et TSB7I identifient respectivement : les transformateurs dans le système électrique Français pour l'électricité exportée vers l'Espagne pendant la saison intermédiaire ; et les transformateurs dans le système électrique Français de l'électricité importée du Royaume-Uni.

Transformateurs pour les échanges à l'extérieur de la zone :

Pour les transformateurs à destination des régions à l'extérieur de la zone modélisée, l'identification est réalisée par les deux derniers caractères "EX". TSBEX et TSFEX représentent ainsi des transformateurs d'électricité dans chaque pays dédiés aux échanges à l'extérieur de la zone en importation et en exportation.

- Interconnexions

Les lignes d'interconnexions sont représentées par une liaison entre deux technologies : une d'exportation dans le pays d'origine, et une d'importation dans le pays de destination. La nomenclature porte ainsi sur les technologies impliquées dans chaque interconnexion.

La technologie d'exportation pour une interconnexion est décrite par un code à 7 lettres. Les deux premières "IC" indiquent qu'il s'agit d'interconnexion. Les quatre suivantes précisent le pays exportateur (lettres 3 et 4) et le pays de destination (lettres 5 et 6). Enfin, la dernière lettre précise la saison. ICFRBEI représente ainsi la technologie d'exportation d'électricité pendant la saison intermédiaire dans le sens France Belgique. La technologie d'importation est aussi décrite par un code à 7 lettres. Les deux premières "IN" indiquent cette fois-ci qu'il s'agit d'importation d'électricité sur le réseau interconnecté. Les 5 dernières obéissent aux mêmes règles que dans le cas de

⁸⁰ Pour éviter la confusion avec le "I" de la définition des saisons pour la période intermédiaire, la lettre "B" pour "backward" est utilisée pour les importations et la lettre "F" pour "forward" pour les exportations.

l'exportation. INFRBEI représente ainsi la technologie d'importation en Belgique de l'électricité produite en France.

Le couple technologie d'exportation - technologie d'importation associée, caractérise chaque interconnexion.

2.3. Représentation des technologies d'offre

- Technologies existantes l'année de base

Pour chaque pays les centrales nucléaires de l'année de base sont représentées par sites ou groupes de réacteurs. Les installations hydrauliques sont distinguées en station de pompage et production classique. Les centrales thermiques fossiles sont différenciées par technologie de production et par combustible. Huit aérogénérateurs décrivent la production d'origine éolienne dans chaque nouveau pays et enfin, les autres moyens de production renouvelable sont représentés par une production fixe et en ruban toute l'année. Au total 132 centrales existantes en 2000 sont considérées.

Allemagne			GW	Espagne			GW	Suisse			GW
Nucléaire	1EON01	Obrigheim	0.36	Nucléaire	4EON01	JOSE CABRERA	0.2	Nucléaire	8EON01	BEZNAU1	0.4
	1EON02	Stade	0.67		4EON02	STA MARIA DE GARONA	0.5		8EON02	BEZNAU2	0.4
	1EON03	Biblis A	1.23		4EON03	ALMARAZ1	1.0		8EON03	MUHLEBERG BWR	0.4
	1EON04	Biblis B	1.30		4EON04	ASCO1	1.0		8EON04	GOSGEN	1.0
	1EON05	Neckarwestheim-1	0.84		4EON05	ALMARAZ2	1.0		8EON05	LEIBSTAD BWR	1.1
	1EON06	Neckarwestheim-2	1.37		4EON06	COFRENTES	1.0	Fossile	8EOCHV	Vapeur Charbon	0.0
	1EON07	Brunsbüttel	0.81		4EON07	ASCO2	1.0		8EOLIV	Vapeur Lignite	0.0
	1EON08	Isar-1	0.91		4EON08	VANDELLOS 2	1.1		8EOGAV	Vapeur Gaz	0.2
	1EON09	Isar-2	1.48		4EON09	TRILLO	1.1		8EOFLV	Vapeur Fioul	0.0
	1EON10	Unterwieser	1.41	4EOCHV	Vapeur Charbon	10.0	8EOCCG		Cycle combine Gaz	0.0	
	1EON11	Philippsburg-1	0.93	4EOLIV	Vapeur Lignite	2.0	8EOGAC	Gaz turbine et moteurs a comb	0.0		
	1EON12	Philippsburg-2	1.46	4EOGAV	Vapeur Gaz	2.9	8EOFLC	Fioul turbine et moteurs a comb	0.0		
	1EON13	Grafenrheinfeld	1.35	4EOFLV	Vapeur Fioul	6.9	ENR	8EOHCN	Hydraulique classique	13.2	
	1EON14	Krummel	1.32	4EOCCG	Cycle combine Gaz	1.2		8EOHST	Pompage hydraulique	1.6	
	1EON15	Gundermmingen B	1.34	4EOGAC	Gaz turbine et moteurs a comb	1.2		8EOWND	Eolien	0.0	
	1EON16	Gundermmingen C	1.34	4EOFLC	Fioul turbine et moteurs a comb	2.8		8EOENR	ENR hors hydraulique et éolien	Ruban 0,8 TWh	
	1EON17	Grohnde	1.43	4EOHCN	Hydraulique classique	18.0					
	1EON18	Brokdorf	1.44	4EOHST	Pompage hydraulique	5.3					
	1EON19	Emsland	1.40	4EOWND	Eolien	2.3					
Fossile	1EOCHV	Vapeur Charbon	31.08	4EOENR	ENR hors hydraulique et éolien	Ruban 1.3 TWh					
	1EOLIV	Vapeur Lignite	20.68								
	1EOGAV	Vapeur Gaz	13.67								
	1EOFLV	Vapeur Fioul	5.40								
	1EOCCG	Cycle combine Gaz	3.18								
	1EOGAC	Gaz turbine et moteurs a comb	5.18								
	1EOFLC	Fioul turbine et moteurs a comb	2.05								
	1EOHCN	Hydraulique classique	8.98								
	1EOHST	Pompage hydraulique	4.65								
	1EOWND	Eolien	6.10								
1EOENR	ENR hors hydraulique et éolien	Ruban 4,4 TWh									

Autriche			GW	Italie			GW
Fossile	2EOCHV	Vapeur Charbon	1.5	Fossile	5EOCHV	Vapeur Charbon	11.5
	2EOLIV	Vapeur Lignite	0.4		5EOLIV	Vapeur Lignite	0.3
	2EOGAV	Vapeur Gaz	2.0		5EOGAV	Vapeur Gaz	1.9
	2EOFLV	Vapeur Fioul	0.8		5EOFLV	Vapeur Fioul	26.3
	2EOCCG	Cycle combine Gaz	1.0		5EOCCG	Cycle combine Gaz	9.0
	2EOGAC	Gaz turbine et moteurs a comb	0.3		5EOGAC	Gaz turbine et moteurs a comb	0.4
ENR	2EOFLC	Fioul turbine et moteurs a comb	0.1	5EOFLC	Fioul turbine et moteurs a comb	5.7	
	2EOHCN	Hydraulique classique	11.6	5EOHCN	Hydraulique classique	20.3	
	2EOHST	Pompage hydraulique	3.6	5EOHST	Pompage hydraulique	7.0	
	2EOWND	Eolien	0.1	5EOWND	Eolien	0.4	
2EOENR	ENR hors hydraulique et éolien	Ruban 4.2 TWh	5EOENR	ENR hors hydraulique et éolien	Ruban 1.6 TWh		

Belgique			GW	Pays-Bas			GW
Nucléaire	3EON01	DOEL1	0.4	Nucléaire	6EON01	Borssele	0.4
	3EON02	DOEL2	0.4		6EOCHV	Vapeur Charbon	4.5
	3EON03	DOEL3	1.0		6EOLIV	Vapeur Lignite	0.0
	3EON04	DOEL4	1.0		6EOGAV	Vapeur Gaz	5.6
	3EON05	THIANGE1	0.9		6EOFLV	Vapeur Fioul	0.0
	3EON06	THIANGE2	0.9		6EOCCG	Cycle combine Gaz	6.2
	3EON07	THIANGE3	1.0		6EOGAC	Gaz turbine et moteurs a comb	1.6
Fossile	3EOCHV	Vapeur Charbon	1.9	6EOFLC	Fioul turbine et moteurs a comb	0.0	
	3EOLIV	Vapeur Lignite	0.0	6EOHCN	Hydraulique classique	0.0	
	3EOGAV	Vapeur Gaz	1.1	6EOHST	Pompage hydraulique	0.0	
	3EOFLV	Vapeur Fioul	1.2	6EOWND	Eolien	0.4	
	3EOCCG	Cycle combine Gaz	2.8	6EOENR	ENR hors hydraulique et éolien	Ruban 6.9 TWh	
	3EOGAC	Gaz turbine et moteurs a comb	0.7				
	3EOFLC	Fioul turbine et moteurs a comb	0.8				
	3EOHCN	Hydraulique classique	1.4				
	3EOHST	Pompage hydraulique	1.3				
	3EOWND	Eolien	0.0				
3EOENR	ENR hors hydraulique et éolien	Ruban 0 TWh					

Royaume -Uni			GW
Nucléaire	7EON01	MAGNOX	2.5
	7EON02	AGR	8.4
	7EON03	REP	1.2
Fossile	7EOCHV	Vapeur Charbon	31.5
	7EOLIV	Vapeur Lignite	0.0
	7EOGAV	Vapeur Gaz	2.5
	7EOFLV	Vapeur Fioul	3.3
	7EOCCG	Cycle combine Gaz	22.3
	7EOGAC	Gaz turbine et moteurs a comb	0.9
	7EOFLC	Fioul turbine et moteurs a comb	1.3
	7EOHCN	Hydraulique classique	4.3
	7EOHST	Pompage hydraulique	2.8
	7EOWND	Eolien	0.4
7EOENR	ENR hors hydraulique et éolien	Ruban 1.2 TWh	

Tableau 6.14 Technologies modélisées pour l'année de base

▪ Nouvelles installations

Pour de nouvelles installations, tous les pays ont par hypothèse accès au même panier de technologies et aux mêmes coûts. Les caractéristiques technico-économiques des moyens de production sont alors identiques⁸¹ pour tous les systèmes électriques et les valeurs retenues pour la France (de même que les technologies éligibles) sont généralisées à toute la zone étudiée.

⁸¹ Une étude telle que les coûts de référence pour la France, permet de saisir de façon fine les composantes locales du coût (main d'œuvre, coûts de génie civil) qui traduisent aussi bien l'efficacité de l'industrie dans son ensemble que le coût du travail. En l'absence de telles études pour tous les pays, l'hypothèse faite est donc de négliger l'influence de ces disparités régionales.

Les centrales nucléaires sont cependant traitées différemment. Un surcoût de 10% par rapport au coût d'investissement en France est affecté aux autres pays pour tenir compte d'une meilleure compétitivité de l'industrie nucléaire française, et de l'effet de programmes de développement moins ambitieux⁸² sur les coûts. L'existence d'un moratoire sur le nucléaire se traduit par une contrainte d'investissement nulle, appliquée aux pays concernés.

- Représentation des interconnexions

Les interconnexions sont représentées par des échanges bilatéraux en volume de la région exportatrice vers la région importatrice. Six interconnexions décrivent les échanges entre deux pays; 3 par saison dans le sens des exportations et 3 par saison dans le sens des importations. La chaîne suivante illustre la description adoptée dans le modèle pour un sens donné d'interconnexion.

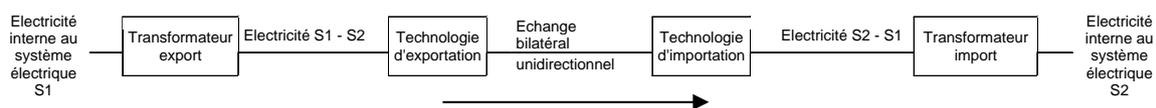


Figure 6.13 Modélisation des interconnexions

Les caractéristiques physiques des lignes en terme de capacité de transfert nette sont introduites comme contraintes sur chaque flux (imports et exports) et pour chaque saison. La matrice d'interconnexion introduite dans la partie 1 de présentation de la zone électrique ouest européenne est utilisée pour calculer le volume maximal échangeable à chaque période. Les puissances admissibles sont ainsi représentées comme des volumes maximums d'électricité échangeable sur toute la durée de chaque saison. Il s'agit alors de puissances moyennes sur la saison et non de puissances instantanées maximales.

Du fait de la différenciation des lignes pour l'exportation et pour l'importation entre deux régions, la différence de capacité de transfert nette en fonction du sens de l'échange est modélisée.

⁸² Les coûts du nucléaire (EPR) en France, correspondent à des programmes de 10 tranches.

3. Simulations et performances du modèle

Quelques résultats et possibilités d'analyse offerts par la modélisation du secteur électrique européen sont discutés dans cette section. La représentation du système électrique français inclut la contrainte de flexibilité avec un impact de la production éolienne positif en semi base et négatif sur les segments de pointe. Une représentation MARKAL classique est conservée pour les autres pays.

3.1. Description du scénario simulé

- Hypothèses générales

Le taux d'actualisation est de 8% et l'hypothèse d'une parité euro/dollar est faite. Les conditions globales de production d'électricité pour la France sont celles décrites dans les chapitres précédents. Elles sont pour les autres pays de la zone modélisée:

- Un moratoire sur le nucléaire dans tous les pays sauf le Royaume-Uni, la Suisse et l'Espagne ;
- Dans ces trois pays, un développement du nucléaire limité au renouvellement des parcs existants ;
- Aucune contrainte sur les émissions de CO₂;
- Le respect des taux indicatifs de la directive européenne de 2001 (2001/77/C) sur la production d'électricité d'origine renouvelable en 2010;
- Le maintien en volume de la quantité produite en 2010 à partir des renouvelables pour la suite.

Comme pour la France cette dernière hypothèse sur les ENR traduit un cadre politique (hors compétition) de développement minimal de la production d'origine renouvelable.

- Demande électrique

Le modèle MARKAL réalisé s'appuie sur des scénarios exogènes de demande d'électricité. Les demandes pour les autres pays européens (hors France) sont principalement issues des prévisions faites par EURELECTRIC dans les rapports EUROPROG 2001 et 2003. Ils proposent pour chacun des pays, des scénarios de demande⁸³ électrique à l'horizon 2020. Pour l'Allemagne [99] et la Belgique [92] (jusqu'en 2030), des sources nationales ont été utilisées.

⁸³ Ces demandes intègrent déjà les pertes de transport. Les coefficients de perte du modèle sont alors corrigés.

Jusqu'en 2050, ces scénarios de demande sont prolongés par les taux de croissance annuels retenus pour la France. L'hypothèse retenue est alors celle d'une évolution comparable des usages de l'électricité dans tous les pays. La demande européenne d'électricité croît vers un quasi doublement en 50 ans. Le Tableau 6.15 résume les scénarios de demande retenus conformément à ces hypothèses.

Demande TWh	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	TCAM 2030-2050
Allemagne	517,9	534	545	550	555	588,9	624,9	663,1	703,6	746,6	792,2	1,19%
Autriche	56,9	62,1	67,3	70,45	73,6	78,1	82,9	87,9	93,3	99,0	105,1	
Belgique	82,706	89,2395	95,773	102,041	108,309	112,7	117,1	120,6	124,5	128,7	133,3	
Espagne	215	262	306	341,5	377	400,0	424,5	450,4	477,9	507,1	538,1	
Italie	298,5	337,2	394	447	500	529,8	561,4	594,9	630,4	668,0	707,8	
Pays-bas	104,7	118	133,9	148,35	162,8	172,5	182,8	193,7	205,2	217,5	230,5	
Royaume-Uni	369,3	403,4	434,8	465,35	495,9	525,5	556,8	590,0	625,2	662,5	702,0	
Suisse	56,3	60,1	64,9	72,45	80	84,8	89,8	95,2	100,9	106,9	113,2	

Tableau 6.15 Scénario de demande simulé

- Echanges d'électricité

Les échanges d'électricité sont endogènes, bilatéraux, directionnels et différenciés par saison pour chaque pays. Deux perspectives de simulation des échanges sont retenues pour la France :

- La première affirme un principe « d'indépendance » pour la satisfaction de la demande intérieure d'électricité. La France peut uniquement exporter de l'électricité et les possibilités d'importation sont désactivées. Cette approche reprend la logique adoptée pour les simulations du RTE où les ajustements des échanges internationaux se font par une possibilité de réduction des exportations jusqu'à annulation. Ici toutefois, les demandes pour l'exportation sont tirées par le modèle Européen ;

- La seconde s'inscrit dans une perspective de libre échange. Elle autorise aussi bien des importations que des exportations d'électricité pour la France.

Les possibilités d'échanges modélisées sont basées sur les données de capacités de transfert nettes du réseau européen d'interconnexion actuel. Toutes les exportations d'électricité sont affectées d'un coût fixe de 0,5 €/MWh.

- Coût des ressources

Les hypothèses de prix des différentes ressources énergétiques du scénario DGEMP pour la France sont conservées et étendues à tous les pays. Le scénario simulé considère ainsi un prix unique pour chaque ressource sur tout l'horizon.

	DGEMP 2004
Prix du brent \$/baril	30
Prix du gaz naturel \$/Mbtu	4
prix du charbon \$/t	45
Prix FOD \$/m3	220.33
Combustible nucléaire	6,23€/MWhe REP et 4,4€/MWhe EPR

Tableau 6.16 Hypothèses de coût des ressources

3.2. Résultats

3.2.1 France sans recours aux importations

Du fait de moratoires sur le nucléaire dans la plupart des pays considérés, le scénario simulé se traduit par une production nucléaire plus importante en France. Des centrales à lit fluidisé et des cycles combinés sont nécessaires pour compenser la décroissance du parc nucléaire existant à partir de 2025.

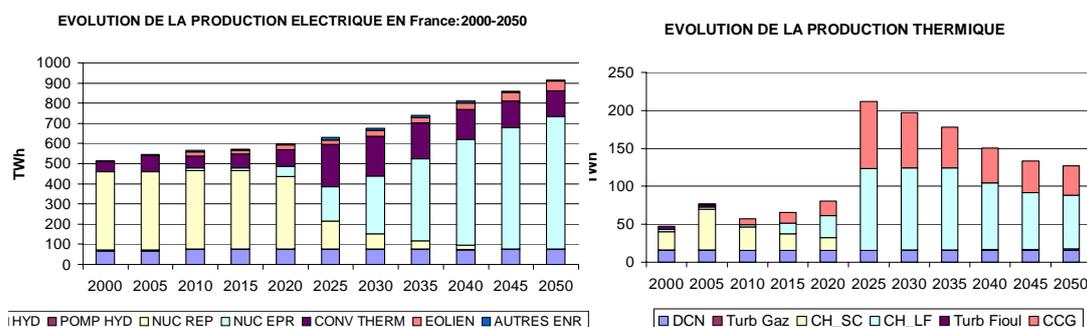


Figure 6.14 Structure de la production électrique en France

- Evolutions des exportations

L'évolution des exportations d'électricité de la France (Figure 6.15) met en évidence la grande variabilité des quantités échangées en fonction des pays et suivant les périodes. Son allure globale est toutefois cohérente avec les observations faites dans le chapitre 3 pour différents niveaux de valorisation des exportations : les exportations décroissent puis s'annulent (brièvement ici) en 2025 avant de croître de nouveau avec le déploiement des centrales EPR.

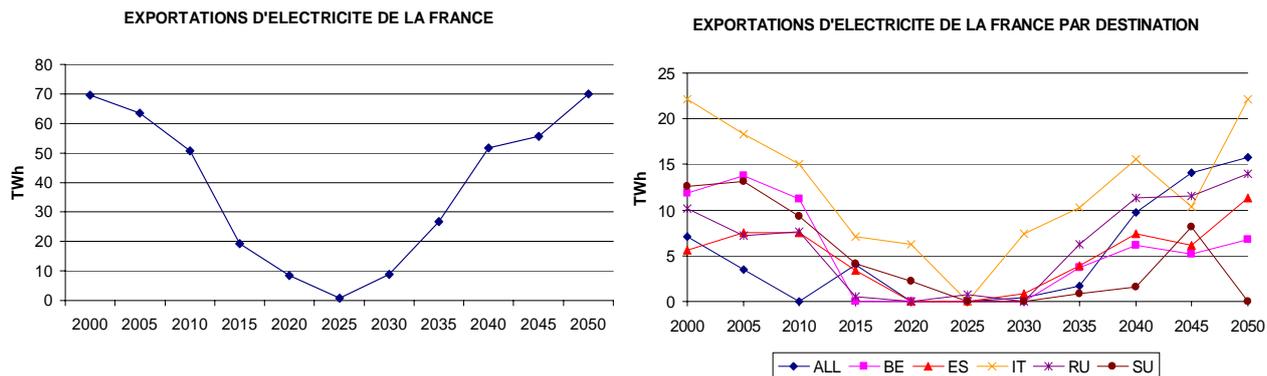


Figure 6.15 Evolution endogène des exportations d'électricité de la France

L'intérêt de l'échange entre deux pays dépend de plusieurs mécanismes : l'évolution des parcs nationaux, le niveau des demandes, la disponibilité grâce au progrès technique de centrales plus performantes. L'accélération de la baisse des exportations entre 2010 et 2015 reflète ainsi la réduction de la surcapacité en France (du fait de l'augmentation de la demande) et la disponibilité en 2015 d'une nouvelle génération de cycles combinés et de centrales à lit fluidisé. De même, le décrochage entre 2040 et 2045 traduit la disponibilité de la dernière génération de centrales à lit fluidisé et de cycles combinés à gaz. Des investissements sont alors réalisés dans chaque système électrique.

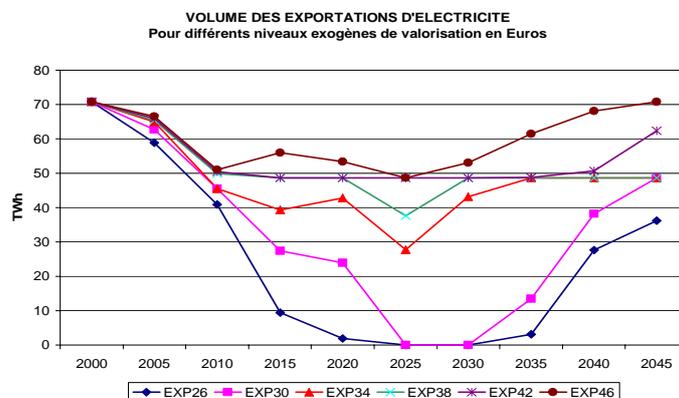


Figure 6.16 Valorisation exogène des exportations d'électricité de la France

La comparaison, du niveau des exportations de la France pour une modélisation européenne et pour une modélisation telle qu'effectuée au chapitre 3, par des prix de valorisation à l'extérieur de l'électricité produite (cf. Figure 6.16), montre qu'aucune des valorisations à prix constant ne reproduit sur tout l'horizon, les résultats de la Figure 6.15. Une modélisation européenne dispense du choix à priori d'un niveau de valorisation et permet de simuler des évolutions de la valorisation plus complexes que par des niveaux fixes.

▪ Production électrique en Europe de l'ouest

Avec 65% de part de marché en 2050 contre 45% en 2000, la production thermique domine très largement la production électrique de la zone modélisée. La production éolienne croît aussi fortement (0,9% à 7%) pour atteindre une valeur légèrement supérieure à la production hydraulique totale (6,6%). La production nucléaire décroît ; elle passe de 39% à 20,5% de part de marché entre 2000 et 2050. Cette évolution profite principalement à partir de 2015 aux centrales à lit fluidisé.

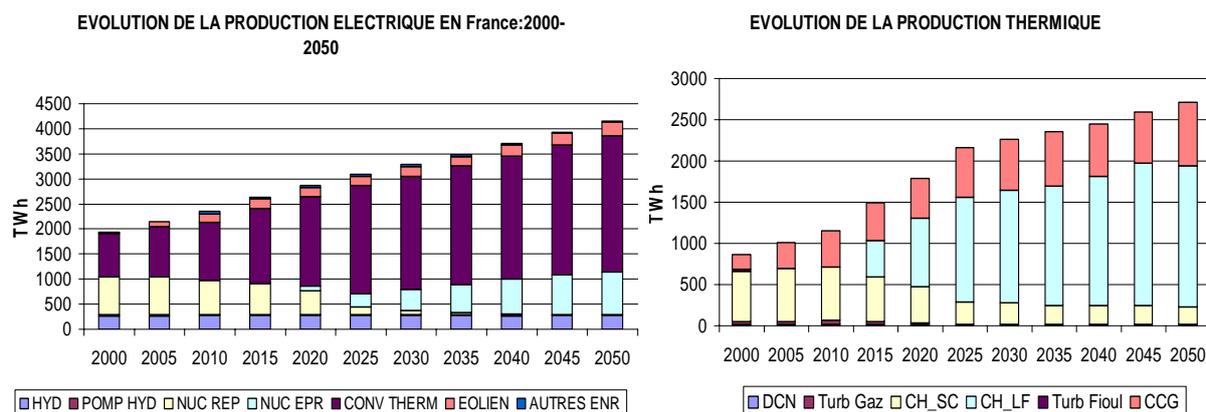


Figure 6.17 Structure de la production électrique européenne

L'évolution des coûts marginaux de production d'électricité, Figure 6.18, montre une convergence entre les différents pays. De petits écarts subsistent du fait des limites d'échange sur les interconnexions. Les coûts marginaux maximums (hiver jour) avoisinent 50 €/MWh tandis que les coûts marginaux minimums (été nuit) sont proches de 20 €/MWh.

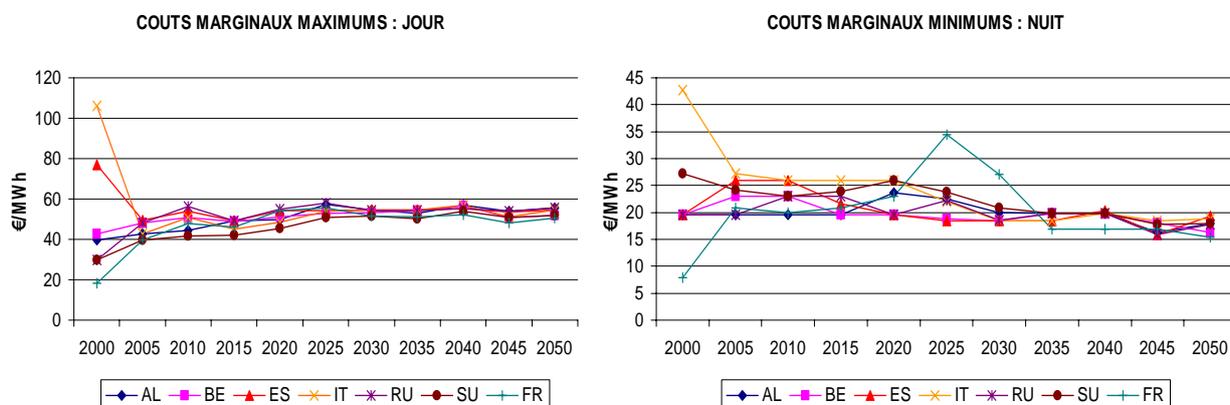


Figure 6.18 Coûts marginaux de production d'électricité dans les différents pays

La courbe de coût marginal minimum de la France dévie de manière significative de l'ensemble entre 2025 et 2035. Sur cette période l'électricité produite en France est plus chère que dans les autres pays. Cet écart est la conséquence de la limite imposée sur les importations ; il traduit un potentiel d'échanges non réalisé.

3.2.2 Impact d'un recours possible aux importations

La Figure 6.19 représente l'évolution des échanges dans le cas d'une autorisation d'importations⁸⁴ d'électricité pour la France. Elle montre en début d'horizon, des importations et exportations simultanées. Le solde exportateur de la France par rapport à ses différents voisins est reporté dans le Tableau 6.17; il s'annule sur une période plus longue, de 2020 à 2040.

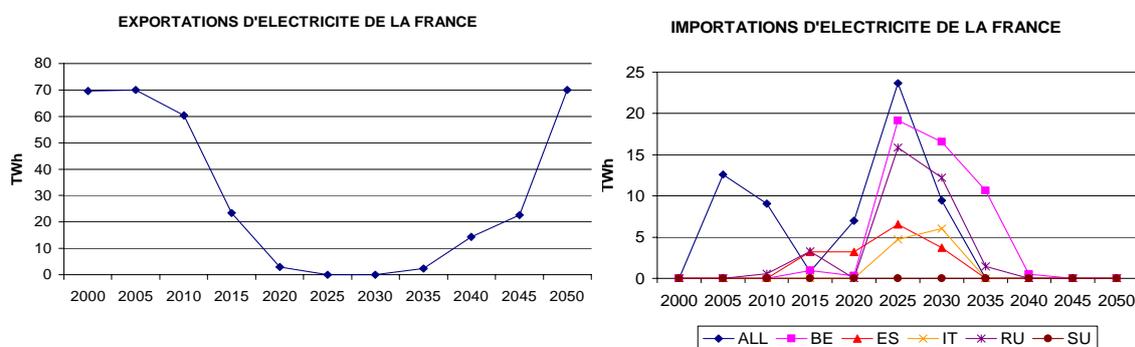


Figure 6.19 Evolution des échanges d'électricité de la France

La France connaît une « petite période d'importation » entre 2010 et 2015 et une plus grande période d'importation entre 2025 et 2040. La petite période d'importation correspond (Tableau 6.17) à une augmentation des exportations vers l'Espagne et le Royaume-Uni en 2005 et l'Italie en 2010. Elle est alors équivalente à un transit d'énergie de l'Allemagne vers ces pays.

TWh	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ALL	7,15	-7,34	-9,09	6,20	-7,01	-23,70	-9,46	0,00	7,15	9,33	20,33
BE	14,73	14,12	12,48	0,79	-0,29	-19,15	-16,54	-10,61	-0,41	2,13	2,94
ES	5,64	11,37	7,50	0,03	-3,22	-6,53	-3,72	0,00	3,02	3,18	7,50
IT	22,09	16,60	19,58	7,15	1,62	-4,75	-6,06	0,00	0,42	0,00	22,09
RU	7,30	11,56	7,58	-2,80	0,00	-15,87	-12,23	0,93	3,11	5,61	13,87
SU	12,58	11,13	12,68	3,66	1,41	0,00	0,00	0,00	0,56	2,30	3,26
SOLDE EXP	69,50	57,43	50,74	15,03	-7,49	-69,99	-48,01	-9,69	13,85	22,54	70,00

Tableau 6.17 Evolution de la balance des échanges d'électricité de la France

⁸⁴ La vision représentée considère uniquement les coûts relatifs de production et ne rend pas compte d'éventuels comportements stratégiques (spéculation sur les prix, rétention de capacité ...) qui peuvent apparaître dans les processus de marchés.

La « grande période d'importation » correspond au déclassement brutal du parc nucléaire existant ; la France est alors importatrice nette. L'effet de ce déclassement est en partie atténué par un recours accru aux importations qui atteignent même en 2025, le seuil des 70 TWh. La France importe alors autant d'électricité que possible. L'effet est alors une forte réduction de la production thermique et plus spécifiquement une réduction des installations de nouvelles centrales à lit fluidisé.

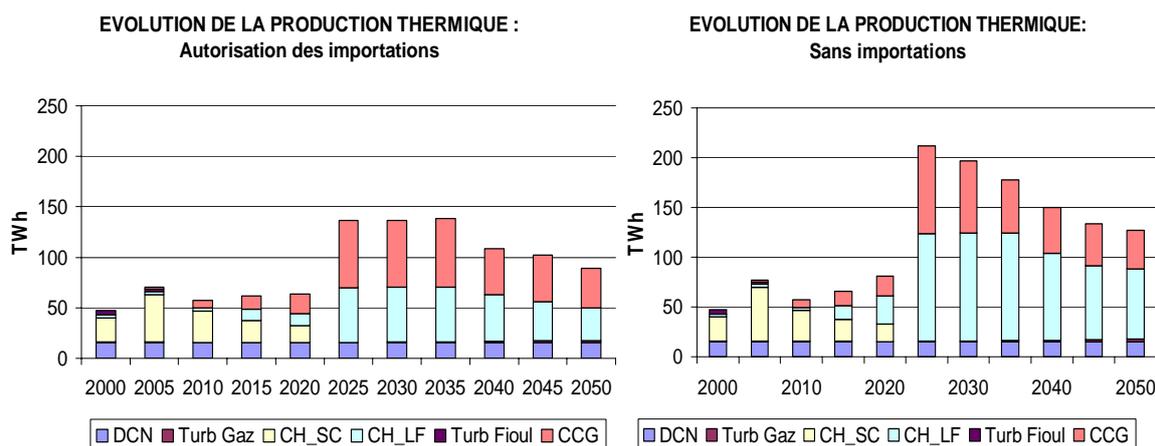


Figure 6.20 Production thermique en France en fonction des hypothèses sur les importations

4. Conclusion

La modélisation du système électrique ouest européen permet d'introduire dans la prospective les interdépendances entre les évolutions des systèmes électriques nationaux. Le modèle européen réalisé décrit les grands déterminants techniques des choix électriques des autres pays par une représentation MARKAL classique. La modélisation du secteur électrique français inclut une prise en compte du besoin de flexibilité et un impact positif de l'éolien en semi base et négatif en pointe. Une attention particulière est portée à la modélisation des échanges qui sont bilatéraux, directionnels, saisonniers et qui prennent en compte des limites en volume sur les quantités échangées.

Les résultats de simulation offrent une information détaillée, notamment sur les évolutions possibles des échanges et des coûts marginaux de production électriques dans les différents pays. Les niveaux et l'opportunité des échanges sont déterminés de manière endogène. Des simulations avec des hypothèses d'autorisation ou non

d'importations d'électricité pour la France ont été réalisées. La prise en compte des importations dans la prospective électrique française montre alors des possibilités d'ajustement par un recours accru aux importations pour compenser la décroissance rapide du parc nucléaire existant à partir de 2025.

Ce modèle européen repose néanmoins sur plusieurs simplifications. La première concerne les statistiques disponibles sur les centrales électriques à l'étranger. Les projections de durées de vie des installations existantes ont été déterminées à partir des dates de mise en service de capacités supplémentaires calculées sur la base des séries longues de capacités installées de l'AIE. La répartition du parc thermique par technologie et par capacité a aussi été reconstruite par recoupement entre des statistiques d'EURELECTRIC et de l'AIE. Enfin malgré la bibliographie consultée sur les contextes nationaux, des conditions et limitations particulières d'opération des systèmes modélisés échappent sûrement à la description proposée.

La seconde concerne les capacités d'échanges considérées qui sont limitées par les capacités de transfert nettes publiées pour chaque saison par l'association des gestionnaires de réseaux de transport européens. Ces valeurs théoriques sont différentes des flux réels admissibles sur les lignes qui dépendent dans un réseau maillé de la répartition d'ensemble des flux. Les contraintes de réseaux dans chaque pays ne sont d'autre part pas représentées. Les échanges d'électricité réalisés traduisent alors une représentation simple à vocation prospective.

La troisième et dernière simplification est relative à la flexibilité des systèmes électriques. La prise en compte de la flexibilité et de l'impact de la production éolienne n'a été réalisée que pour la France. L'impact du besoin de flexibilité dans les autres pays n'a pas été modélisé. La participation des échanges à la flexibilité, ainsi que la possibilité d'une gestion coordonnée des besoins de flexibilité, ne sont de fait pas modélisés.

CHAPITRE 7

VII. MODELISATION DU SYSTEME ENERGETIQUE FRANCAIS

Ce chapitre aborde une représentation du système énergétique français dans son ensemble. Il étend la modélisation du secteur électrique à celle des différents secteurs de demande et aux usages de combustibles concurrents à l'électricité. La réalisation d'un tel modèle passe, pour chaque secteur, par la définition d'une structure de référence, la description des technologies de l'année de base et de leur évolution, et la description des technologies disponibles pour de nouveaux investissements.

Différents scénarios de demande et de prix des ressources peuvent alors être simulés. Il est cependant important de distinguer ici, dans la réalisation d'un modèle global du secteur énergétique, l'étape de réalisation du modèle de celle de la formulation d'hypothèses pour les scénarios et simulations particuliers. Pour un modèle détaillé, la définition de scénarios de demande est en effet une tâche spécifique qui nécessite la formulation d'hypothèses sectorielles détaillées de croissance économique et d'évolution de la demande de services.

Ce chapitre présente essentiellement le modèle technologique du système énergétique réalisé. Il reprend en grande partie⁸⁵ l'activité de modélisation du système énergétique français effectuée au cours de cette thèse dans le cadre du projet européen intégré NEEDS⁸⁶ (New Energy Externalities Development for Sustainability). Le forum d'échange et le consensus sur la structure de référence et la base de données technologiques constituent des contributions importantes de ce projet à ce chapitre.

⁸⁵ Avec un nombre de technologies réduit et des secteurs remaniés pour correspondre plus directement aux statistiques recueillies.

⁸⁶ Le volet modélisation de ce projet est basé sur la réalisation d'un modèle MARKAL-TIMES pour chacun des pays européens.

1. Architecture du modèle

1.1. Catégories de demande

Les demandes en énergie sont désagrégées en cinq grandes catégories de demande subdivisées en demandes de services énergétiques : résidentiel, tertiaire, agriculture, transport, industrie. Ces demandes sont selon les secteurs, exprimées en pétajoules d'énergie utile, en unités de service énergétique, ou en tonne de production.

Demandes de service		Code	Unités	
Secteur Résidentiel				
Chauffage	Maison	RHSE	PJ	
	Appartement	RHME		
Eau chaude sanitaire	Maison	RWSA		
	Appartement	RWMA		
Cuisson		RCOK		
Eclairage		RLIG		
Réfrigération		RREF		
Lave-linge		RCWA		
Sèche linge		RCD A		
Lave-vaisselle		RDWA		
Autres usages électriques spécifiques		RLIG		
Autres usages		ROTH		
Secteur Tertiaire (Services)				
Chauffage		SHAE		PJ
Eau chaude sanitaire		SHWA		
Cuisson		SCOK		
Usages spécifiques de l'électricité		SOEL		
Autres usages		SOTH		
Secteur Agricole				
Demande utile générique		AGR	PJ	
Secteur des Transports				
Transport routier	Passagers	Voitures	TRPV	10E9 passanger-kms
		Bus	TRPB	10E9 passanger-kms
	Marchandises		TRMA	10E9 ton-kms
Transport ferroviaire	Passagers		TFPA	10E9 passanger-kms
	Marchandises		TFMA	10E9 ton-kms
Maritime fluvial aérien			TMFA	10E9 passanger-kms
Secteur Industriels				
Sidérurgie			IIS	Mega tonnes
Métaux non ferreux	Aluminium		ICU	Mega tonnes
	Autres		INF	PJ
Chimie	Chlore		IAM	PJ
	Ammoniac		ICL	PJ
	Autres		ICH	PJ
Pâtes et papier			IPP	Mega tonnes
Minéraux non métalliques	Ciment		ICM	Mega tonnes
	Verre plat		IGF	Mega tonnes
	Verre creux		IGH	Mega tonnes
	Chaux		ILM	Mega tonnes
	Autres		INM	PJ
Autres industries			IOI	PJ
Secteur Autres				
Autres non spécifique			OEN	PJ

Tableau 7. 1 Désagrégation de la demande

- *Secteur résidentiel :*

Les besoins en énergie pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire sont fonction des performances énergétiques des bâtiments et des taux d'occupation de chaque type de logements. Pour tenir compte des différences entre logements individuels et logements collectifs, les demandes d'énergie utiles pour le chauffage et pour l'eau chaude sanitaire sont différenciées entre maisons et appartements.

- *Secteur tertiaire :*

Le secteur tertiaire englobe plusieurs branches d'activités : bureaux, enseignement, santé, café, hôtels... Cependant, peu de statistiques suffisamment détaillées et complètes sur les différents usages dans les différentes branches sont disponibles. Ce secteur est alors uniquement désagrégé par usages.

- *Secteur des transports :*

Les demandes du secteur des transports sont exprimées en unité de service énergétique fourni. Elles sont décomposées en transport de passagers et de marchandises puis différenciées par modes de transport.

- *Secteur industriel :*

La demande du secteur industriel est décomposée par branche d'activité. Les industries grandes consommatrices d'énergie sont isolées et modélisées par procédés ; les demandes s'expriment alors en tonne de production. Les autres industries sont modélisées par usages et les demandes exprimées en demande d'énergie utile.

- *Secteur agricole et autres secteurs :*

Aucun usage n'est isolé dans ces deux secteurs qui sont représentés de manière agrégée par deux demandes d'énergie génériques.

1.2. Vecteurs énergétiques et filières d'offre d'énergie

Pour faciliter l'interprétation des données et pour permettre la simulation de mesures ciblées par secteur de demande (taxes, subventions, normes ...), des noms différents sont attribués aux vecteurs énergétiques en fonction du secteur dans lequel ils sont consommés. Le Tableau 7. 2 résume la nomenclature des vecteurs énergétiques considérés et leurs correspondances.

	Résidentiel	Tertiaire	Agriculture	Transport	Industrie	Autres	Electricité	Chaleur
Essence			AESS	TESS				
Fioul léger	RFOD	SFOD	ADSL	TDSL	IDSL	ODSL	EDSL	CDSL
Fioul lourd			AFLO		IFLO	OFLO	EFLO	CFLO
Gaz de pétrole liquéfié	RGPL	SGPL	AGPL	TGPL	IGPL	OGPL	EGPL	CGPL
Carburant générique				TGEN		OGEN		
Charbon	RCOA	SCOA	ACOA		ICOA	OCOA	ECOA	CCOA
Gaz naturel	RGAS	SGAS	AGNA	TGNA	IGNA	OGNA	EGNA	CGNA
Biogaz			ABIO			OBIO	EBIO	CBIO
Bois	RWOD	SWOD	AWOD		IWOD	OWOD	EWOD	CWOD
Solaire	RSOL	SSOL	ASOL			OSOL	ESOL	
Géothermie	RGEO					OGEO	EGEO	CGEO
Biofuels			ABIO	TBIO		OBIO	EBIO	
Méthanol			AMTH	TMTH		OMTH		
Hydrogène	RHGN	THGN	AHGN	THGN		OHGN	EHGN	
Electricité	RELC	SELC	AELC		IELC	OELC		CELC
Chaleur	RHET	SHET			IHET			

Tableau 7. 2 Liste des vecteurs énergétiques

L'énergie utilisée dans les différents secteurs de demande est schématiquement produite à travers quatre grandes filières d'offre d'énergie: électricité, chaleur, combustibles et carburants conventionnels, et carburants alternatifs. L'électricité et la chaleur sont modélisées explicitement par des technologies de transformation des ressources primaires en ressources secondaires. Les combustibles, les carburants conventionnels, et les carburants alternatifs sont représentés par un coût de mise à disposition pour chaque secteur.

Filières d'approvisionnement		Représentation		
Electricité			Modèle technologique	
Chaleur y compris géothermie		Cogénération	Modèle technologique	
		Chaleur seule	Modèle technologique	
	Combustibles et carburants conventionnels	Produits pétroliers	Carburant générique	Coûts d'approvisionnement
Essence			Coûts d'approvisionnement	
Diesel (fioul léger)			Coûts d'approvisionnement	
Fioul lourd			Coûts d'approvisionnement	
Gaz de pétrole liquéfié			Coûts d'approvisionnement	
Autres fossiles		Charbon	Coûts d'approvisionnement	
		Gaz naturel	Coûts d'approvisionnement	
		Biogaz	Coûts d'approvisionnement	
		Renouvelables	Bois	Coûts d'approvisionnement
			Solaire	Coûts d'approvisionnement
Carburants alternatifs		Biofuels	Coûts d'approvisionnement	
		Méthanol	Coûts d'approvisionnement	
		Hydrogène	Coûts d'approvisionnement	

Tableau 7. 3 Représentation des options d'approvisionnement

1.3. Emissions

Seules les émissions de CO₂ sont représentées. Elles sont, comme les vecteurs énergétiques, différenciées par secteur.

	Résidentiel	Tertiaire	Agriculture	Transport	Industrie	Autres	Electricité	Chaleur
Dioxyde de carbone	RCO ₂	SCO ₂	ACO ₂	TCO ₂	ICO ₂	OCO ₂	ECO ₂	HCO ₂

Tableau 7. 4 Nomenclature par secteur des émissions de CO₂

2. Description technologique du système énergétique

La structure du modèle définit dans chaque secteur, le cadre de la compétition entre les options technologiques disponibles. Les technologies pour de nouveaux investissements sont plus nombreuses et identifient des générations consécutives dans l'investissement. La base de données technologique du projet NEEDS ainsi que des données de l'équipe de modélisation de l'université catholique de Leuven (KUL) sont utilisées.

2.1. Modélisation des secteurs : résidentiel, tertiaire et transport

Dans ces trois secteurs, la satisfaction de la demande est effectuée à travers une étape technologique unique. Les technologies de demande permettent alors la conversion directe de l'énergie fournie par les filières d'offre en énergie utile. Le niveau de désagrégation du modèle dans ces trois secteurs est illustré par le

Tableau 7. 5.

Nombre de technologies par usage pour chaque sous secteurs de demande				Nombre de demandes		
Secteur Résidentiel						
Usages			Année de base	Nouveaux investissements		
Chauffage			9	21	4	
Eau chaude sanitaire			9	17	2	
Cuisson			6	6	1	
Eclairage			3	6	1	
Froid alimentaire			1	3	1	
Lave-linge			1	2	1	
Lave-vaisselle			1	3	1	
Sèche-linge			1	3	1	
Autres ELEC spécifique			1	0	1	
Autres			1	0	1	
Secteur Tertiaire						
Usages			Année de base	Nouveaux investissements		
Chauffage			9	21	2	
Eau chaude sanitaire			9	17	1	
Cuisson			6	6	1	
Usages spécifique de l'électricité			1	0	1	
Autres usages			1	0	1	
Secteur des Transports						
Mode de transport			Année de base	Nouveaux investissements		
Transport routier	Passagers	Voitures	Combustibles et carburants conventionnels	3	16	1
			Carburants alternatifs		6	1
		Bus	Combustibles et carburants conventionnels	2	8	1
	Carburants alternatifs			3	1	
	Marchandises		Combustibles et carburants conventionnels	2	4	1
			Carburants alternatifs		4	1
Transport ferroviaire	Passagers		Combustibles et carburants conventionnels	2	2	1
	Marchandises		Combustibles et carburants conventionnels	2	2	1
Maritime fluvial aérien			Carburant générique	1	0	1

Tableau 7. 5 Désagrégation technologique : secteurs résidentiel, tertiaire et transport

Les catégories « autres usages » et « autres usages spécifiques de l'électricité » du secteur résidentiel ainsi que la catégorie « usages spécifiques de l'électricité » sont représentées par une technologie générique qui prolonge les caractéristiques de consommation de l'année de base.

Le transport routier est responsable d'environ 93% [100] des émissions de CO₂ du secteur des transports en France métropolitaine. Sa représentation est plus détaillée que celle des autres modes de transport. La catégorie transport « maritime fluvial et aérien » est représentée par une technologie générique qui prolonge les caractéristiques de consommation de l'année de base.

2.2. Modélisation du secteur industriel

2.2.1 Modélisation par procédés industriels

La représentation du secteur industriel distingue dans les différentes grandes branches industrielles, les besoins des procédés énergivores des autres besoins énergétiques. Ces procédés énergivores sont représentés explicitement par la chaîne des étapes de transformation et des technologies mises en œuvre. Ils satisfont une demande de production (matériaux) en tonne. A chaque étape de transformation, de nouvelles technologies peuvent alors être utilisées ou non en remplacement des technologies existantes. La structure de la décomposition des procédés est cohérente avec celle du projet NEEDS.

➤ Sidérurgie

L'industrie sidérurgique est complexe par la multiplicité des étapes de transformation et par la diversité des types d'acier produits. Les usines sont alors organisées de manière totalement intégrées ou non [101] selon la présence de toutes les étapes de transformation sur un même site. Les deux grandes filières de production d'acier sont la filière à oxygène (acier de première fusion) et la filière électrique (acier de recyclage).

La modélisation retenue représente les étapes principales de la production d'acier : production d'aggloméré de minerai, production de fonte, et production d'acier brut. Une étape de finition englobe toutes les consommations d'énergie de la branche non incluses dans les procédés décrits et notamment celles liées à la mise en forme ou à la fabrication d'aciers spéciaux. Deux procédés alternatifs de production de fonte (COREX et convertisseur cyclone) et un procédé alternatif de production d'acier brut (par réduction

directe⁸⁷ à partir d'aggloméré de minerai), sont considérés pour les investissements futurs [101] [102] [103].

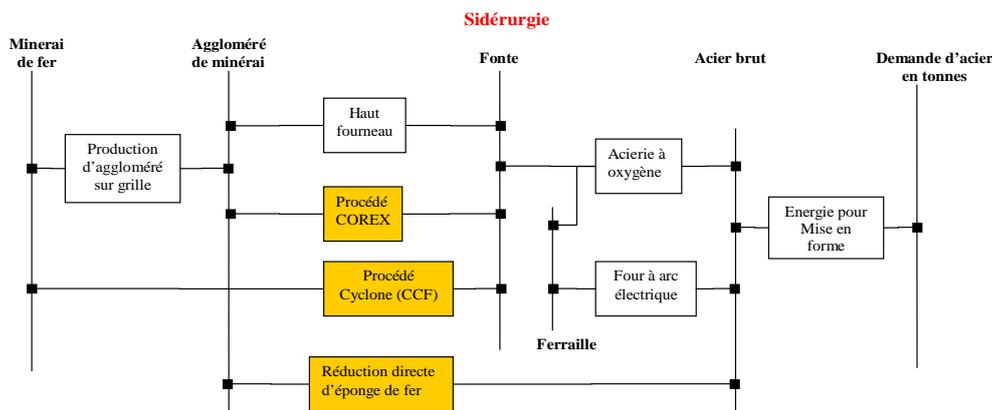


Figure 7. 1 Structure du modèle de production de l'acier⁸⁸

➤ Aluminium

Trois procédés sont considérés pour la production d'aluminium :

- Le procédé classique Hall - Héroult de production d'aluminium de première fusion par électrolyse de l'alumine obtenue à partir de la bauxite (procédé Bayer [104]) ;
- Le procédé alternatif de production d'aluminium primaire par anode inerte ;
- Le procédé de production d'aluminium secondaire à partir de matériaux de recyclage.

La consommation d'énergie pour la finition est affectée au solde de la branche des métaux non ferreux.

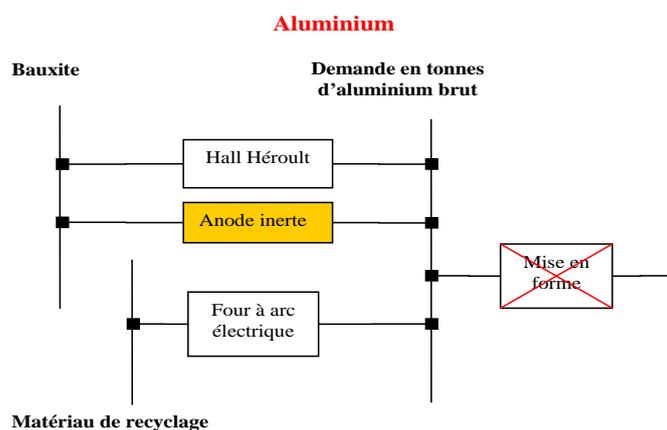


Figure 7. 2 Structure du modèle de production d'aluminium

⁸⁷ La réduction directe passe par un produit intermédiaire spécifique, le fer spongieux qui est ensuite utilisé dans un four à arc électrique spécifique.

⁸⁸ Le schéma proposé dans le cadre du projet NEEDS est plus complexe que le schéma actuel et comprend plus d'étapes.

➤ Ammoniac

L'ammoniac est un composé important de la chimie et notamment pour les engrais et les plastiques. Il est produit dans des réacteurs sous pression [105] à partir de l'azote de l'air et d'hydrogène obtenu par vaporeformage du gaz naturel. Le rendement de l'opération est faible et à peine 20% du gaz est converti [105]. Le modèle de production d'ammoniac distingue une filière classique et une filière améliorée avec un meilleur rendement d'utilisation du gaz.

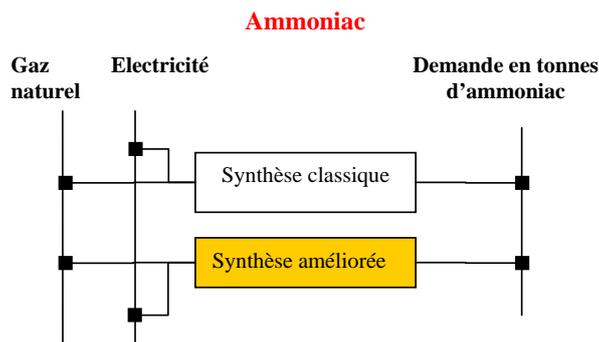


Figure 7. 3 Structure du modèle de production d'ammoniac

➤ Chlore

L'industrie du chlore soutient près de 55%⁸⁹ du chiffre d'affaire de l'industrie chimique européenne. Le chlore est produit par électrolyse d'une solution de chlorure de sodium (en général) suivant trois procédés [106]: les procédés au mercure, les procédés par diaphragme et les procédés par membrane. Son usage principal (35%) demeure la production de PVC. Comme l'illustre la Figure 7. 4, la tendance est à généralisation des procédés à membrane.

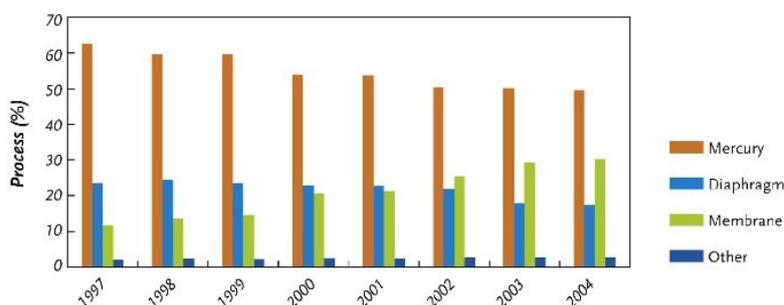


Figure 7. 4 Parts de marchés des différents procédés de production de chlore en Europe

Source Eurochlore [107]

⁸⁹ Données issues du site Internet de l'industrie européenne du chlore : <http://www.eurochlor.org/>

La production de chlore est modélisée par trois technologies de base (une pour chacun des procédés actuels) et une version améliorée du procédé à membrane.

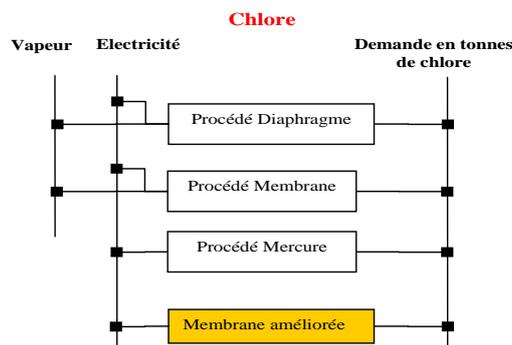


Figure 7. 5 Structure du modèle de production de chlore

➤ Pâtes à papier et papier

L'industrie du papier et de la pâte à papier met en jeu des étapes de transformation variées qui peuvent être intégrées ou non sur un même site de production. Les propriétés physiques de la pâte à papier dépendent du mode de fabrication et chaque gamme de papier fait quasiment appel à une variation spécifique de la filière de production de la pâte ou de fabrication du papier [106].

La modélisation adoptée pour la production de papier et de pâte à papier considère une pâte à papier homogène. Elle identifie 3 grandes filières de production de pâte à papier (procédé mécanique, procédé chimique et procédé de recyclage) et deux filières de production de papier (papier de haute ou de basse qualité). Une technologie de finition traduit les consommations d'énergie non décrites par les procédés modélisés.

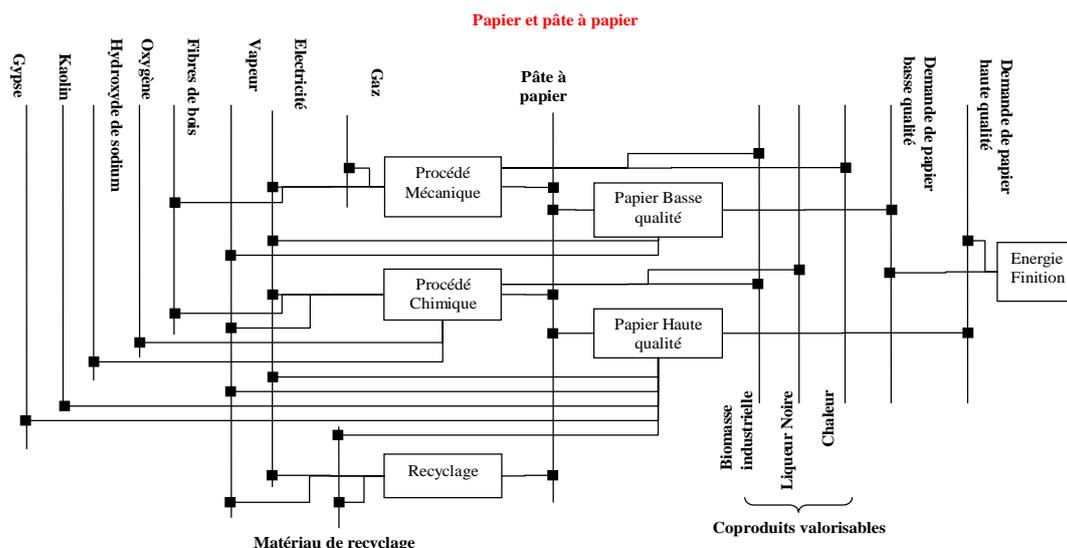


Figure 7. 6 Structure du modèle de production de papier

La valorisation thermique des coproduits ainsi que la production sur site de vapeur sont représentées par des chaudières ou des installations de cogénération. Pour chaque combustible (gaz, charbon, fioul, biomasse industrielle et liqueur noire), une chaudière ou une installation de cogénération permettent la production décentralisée d'électricité et/ou de chaleur. La différenciation par combustible permet de tenir compte des différences de rendement des chaudières (13% environ pour la liqueur noire [106]).

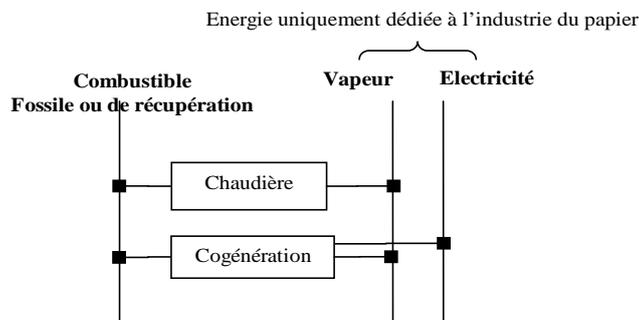


Figure 7. 7 Modèle des procédés énergie dans l'industrie du papier

➤ Ciment et chaux vive

La production de ciment ou de chaux vive repose sur la décomposition à haute température (900°C) du carbonate de calcium [106]. Cette décomposition génère une grande quantité de CO₂ non liée à l'utilisation d'énergie. L'étape de production de chaux est dans l'industrie cimentière intégrée à un procédé de production de clinker à haute température (1400°C). Dans ces deux industries, l'énergie est principalement utilisée sous forme de chaleur.

La production de ciment peut se faire par voie sèche (96% de la production en France en 1996 [108]) ou par voie humide. Le modèle adopté distingue, pour l'industrie du ciment, les deux voies de production et une étape de production de chaleur sur site dans des chaudières. Les chaudières (75% de charbon et de coke de pétrole en Europe [106]) sont différenciées par combustible.

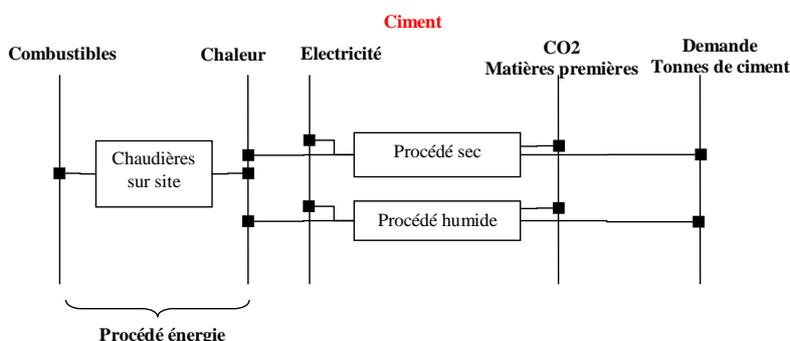


Figure 7. 8 Structure du modèle de production de ciment

La chaux vive est utilisée soit directement soit hydratée pour produire de la chaux éteinte. Elle est représentée par un procédé unique. Les consommations annexes d'énergie de la production de ciment ou de chaux vive sont affectées à la branche des autres minéraux non métalliques.

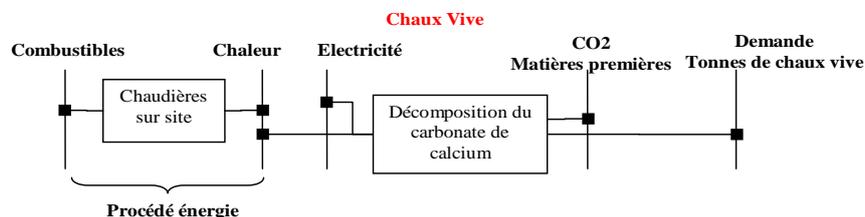


Figure 7. 9 Structure du modèle de production de chaux vive

➤ Verre

L'industrie du verre couvre de nombreux sous-produits (verres plats, creux ou spéciaux, fibre de verre, ...) élaborés par des procédés de production différents. La production de verre repose sur la fusion à haute température de matériaux inorganiques et principalement de dioxyde de silicium. Les principales sources d'énergie sont le fioul, le gaz et l'électricité. La représentation adoptée distingue trois procédés de fabrication pour chacun des principaux types de produits : le verre creux, le verre plat et le verre de recyclage.

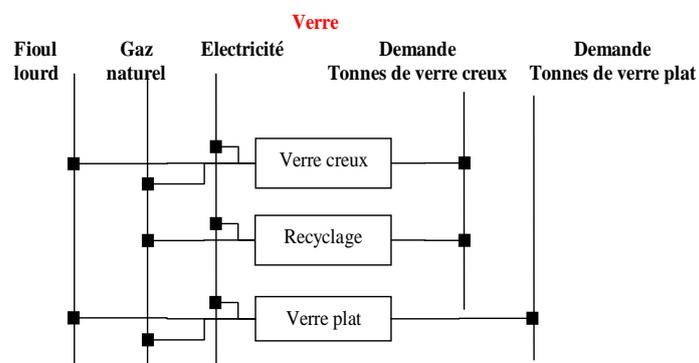


Figure 7. 10 Structure du modèle de production de verre

2.2.2 Représentation par usages de l'énergie

Les industries qui ne sont pas décrites dans les procédés précédents sont regroupées par grandes branches industrielles. La consommation d'énergie de ces branches inclut aussi

les consommations des étapes de finition⁹⁰ de certaines industries décrites par procédés. La sidérurgie et l'industrie du papier et de la pâte à papier constituent des branches complètes, les consommations résiduelles sont alors regroupées dans un procédé générique de finition (Figure 7. 1 et Figure 7. 7) rajouté à la description des procédés.

Pour chaque grande branche industrielle, les consommations d'énergie sont décomposées par usages: vapeur, chaleur pour procédés (haute température), force motrice, procédés électrochimiques, autres usages. Plusieurs technologies assurent alors la fourniture en énergie utile pour chaque usage et en une seule étape de transformation directe. Les produits intermédiaires ne sont pas modélisés. Le Tableau 7. 6 illustre la désagrégation technologique pour ces usages.

Nombre de technologies par usage pour chaque branche industrielle			Nombre de branches
Secteur Industriel par usage			
Usages	Année de base	Nouveaux investissements	Nombre de branches
Production de vapeur	9	9	4
Chaleur pour procédés	8	8	
Force motrice	3	3	
Procédés électrochimiques	1	1	
Autres usages	9	0	

Tableau 7. 6 Nombre de technologies disponibles par usages industriels

2.3. Modélisation du secteur agricole

Les technologies du secteur agricole ne sont pas détaillées dans la représentation actuelle. Une technologie générique prolonge les caractéristiques de consommation ajustées sur l'année 2000. Les parts de marché entre combustibles sont alors fixes.

2.4. Modélisation des réseaux de chaleur et de la cogénération

Les réseaux de chaleur sont faiblement développés en France. Avec 23,85 TWh [109] de chaleur vendue en 1999, le chauffage urbain compte en effet pour environ 4,5% des besoins de chauffage. La chaleur produite par ces réseaux est essentiellement utilisée par le secteur résidentiel (62,6%) et le secteur tertiaire (29,7%). Les réseaux français sont des réseaux de petites tailles dont la puissance moyenne est d'environ 50 MW. En 1999, la puissance souscrite totale est de 19,48 GW pour 392 réseaux. Les principales sources d'énergie utilisées sont le gaz naturel (30,4%), le fioul (21,8%), le charbon (21,9%)

⁹⁰ Les étapes dites de finition englobent d'une manière générale les consommations annexes qui ne sont pas représentées dans la description des procédés énergétivores et notamment celles liées à la mise en forme finale des produits.

et les déchets urbains (18,8%). La plupart de ces réseaux sont multi énergie [110] et certains utilisent jusqu'à 4 types de combustibles différents. Aucune statistique n'est cependant disponible sur le taux d'utilisation de combustibles différents dans un même réseau.

La production de chaleur est modélisée par des chaudières mono énergie, différenciées par combustible. Sept chaudières décrivent ainsi la production de chaleur ; l'électricité la géothermie et le bois sont considérés en plus des quatre sources d'énergie principales.

La cogénération permet la production simultanée de chaleur et d'électricité. En plus des installations de cogénération classiques brûlant des combustibles renouvelables ou fossiles, les trois technologies de piles à combustibles⁹¹ retenues dans le rapport sur les coûts de référence [60] sont considérées pour de nouveaux investissements.

Usages	Année de base	Nouveaux investissements
Production exclusive de chaleur	4	7
Production de chaleur par cogénération	4	10

Tableau 7. 7 Nombre de technologies disponibles pour la production de chaleur

Le rendement retenu pour le réseau de distribution de chaleur est de 0,8. Aucun coût de développement de ce réseau n'est considéré.

3. Caractérisation de l'année 2000

3.1. Caractérisation du stock existant

Le calibrage du stock existant permet d'assurer l'adéquation entre le bilan énergétique par secteur de demande pour l'année 2000 et les caractéristiques des technologies de l'année de base.

✓ *Secteurs résidentiel et tertiaire :*

Les données sur les parcs existants de technologies pour chaque usage dans ces deux secteurs de demande proviennent des enquêtes de l'INSEE⁹², des "Tableaux des consommations d'énergie en France" de l'observatoire de l'énergie [109], d'un article de la DGEMP sur l'évolution historique des besoins de chauffage [111], et du cd-rom de l'ADEME sur les chiffres clés du bâtiment [112]. Elles sont complétées pour l'éclairage

⁹¹ Une centrale SOFC au gaz naturel, une centrale SOFC au biogaz, et une centrale hybride SOFC – turbine à gaz.

⁹² Notamment les enquêtes sur le parc de logement et celles sur les conditions de vie des ménages pour les taux d'équipement sur le site Internet de l'INSEE : <http://www.insee.fr>

par un rapport du cabinet d'étude ENERTECH sur l'éclairage en France [113]. En fonction des rendements par combustible des technologies de l'année de base, les parcs existants permettent de reproduire le bilan des consommations de l'année 2000 [109].

✓ *Secteur des transports :*

Pour le secteur des transports les données détaillées des tableaux des consommations d'énergie en France [109] sont utilisées. Elles sont complétées par les données de trois autres études [100] [114] [116]. Ces données précisent pour l'année 2000, le parc existant par type de carburant et par mode de transport de même que le kilométrage moyen, la consommation moyenne et la demande de service énergétique.

✓ *Secteur industriel :*

Pour les industries représentées par procédés, chaque étape de transformation est traduite par un procédé représentatif de toute l'industrie. Le calibrage concerne alors le niveau de production en tonnes de l'année 2000 et la consommation d'énergie par source. A titre d'illustration, la capacité de production totale des aciéries à oxygène est calibrée tandis que le nombre de ces aciéries n'est pas considéré. Les statistiques de production pour chaque secteur ainsi que les résultats des enquêtes sur les consommations d'énergie dans l'industrie, publiés par le Service des études et des statistiques industrielles (SESSI) [115] sont utilisés.

Pour les branches industrielles représentées par usages, un stock de technologies existantes pour chaque usage est calibré à partir de la consommation par combustible de l'année de base par branche, et d'un rendement par combustible. Les chiffres clés du SESSI sur les consommations d'énergie dans l'industrie donnent les répartitions par combustible et par usage de l'énergie pour chaque branche.

3.2. Evolution future des stocks existants

La caractérisation du parc existant l'année de base doit être complétée par des hypothèses d'évolution de ce stock sur l'horizon de simulation. Des profils de retrait d'exploitation des technologies existantes sont alors définis. Lorsque des statistiques sur la pyramide des âges des installations existantes ont été disponibles elles ont été prises en compte ; autrement une décroissance linéaire est appliquée sur une durée équivalente à la durée de vie technique de la technologie.

✓ *Secteurs résidentiel et tertiaire :*

En l'absence de statistiques suffisamment détaillées, les taux de décroissance par usages sont supposés identiques dans les deux secteurs de demande. En 2000, 53% des chaudières en fonctionnement ont moins de 10 ans, 64.7% moins de 14 ans et 21.5% plus de 20 ans. Ces informations tirées des chiffres clés du bâtiment servent à définir pour chaque période du modèle (5 années), un profil de décroissance du stock de chaudières. La pyramide des ages est supposée identique quels que soient les combustibles et les types de logements considérés.

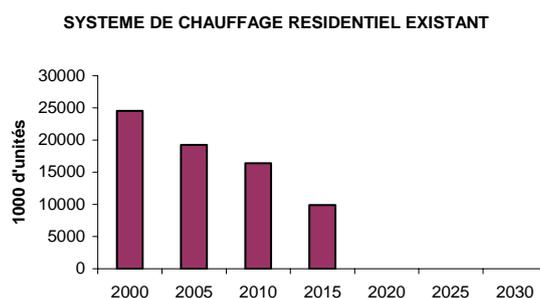


Figure 7. 11 Evolution du stock de chaudières

Il existe peu de données statistiques sur la structure d'âge des technologies existantes en 2000 pour les autres segments de demande. Des hypothèses d'évolution sont alors retenues.

Décroissance par défaut des installations 2000	
Eau chaude sanitaire	Rythme calculé pour le chauffage des locaux
Cuisson	Décroissance linéaire sur 15 ans
Eclairage	Renouvellement sur 5 ans
Froid	Décroissance linéaire sur 15 ans
Lave-linge	Décroissance linéaire sur 10 ans
Sèche linge	Décroissance linéaire sur 10 ans
Lave vaisselle	Décroissance linéaire sur 10 ans
Autres usages électriques	Décroissance linéaire sur 10 ans
Autres usages	Décroissance linéaire sur 15 ans

Tableau 7. 8 Profil de retrait des technologies existantes

✓ *Secteur des transports :*

En 1999, l'âge moyen du parc des véhicules particuliers est de 7,2 ans [116]. Avec une hypothèse de durée de vie de 15 ans, ce parc sera complètement retiré de la circulation en 2007. Un profil de retrait linéaire est alors imposé jusqu'au retrait total en 2007. Pour les autres modes de transport routier, une moyenne d'âge de 5 ans et une durée de vie de 15 ans sont retenues. Le parc existant est totalement retiré de la circulation en 2010. Enfin, pour le transport ferroviaire, un retrait total en 15 ans est retenu.

✓ *Secteur Industriel :*

Très peu de statistiques existent sur la structure d'âge des équipements dans l'industrie. L'hypothèse d'un retrait sur 25 ans avec une décroissance linéaire des capacités de production, est retenue.

4. Conclusions

Le modèle réalisé décrit une structure technique pour les échanges d'énergie dans l'ensemble du système énergétique français. Il s'appuie sur une désagrégation des usages de l'énergie dans les différents secteurs de demande et sur une représentation explicite des technologies de demande. Dans la modélisation du secteur industriel, certaines industries grandes consommatrices d'énergie sont décrites par procédés. Cette approche permet d'identifier les améliorations technologiques liées à chaque étape de fabrication des produits finaux et de traduire les possibilités de substitution correspondantes. Les autres secteurs industriels ont été décrits par grands usages de l'énergie.

Plusieurs filières d'offre sont en compétition pour satisfaire les différentes demandes d'énergie. L'offre d'électricité et/ou de chaleur est modélisée explicitement par les technologies de production. Les carburants conventionnels ou alternatifs ainsi que les combustibles utilisés dans chaque secteur sont par contre représentés par un coût exogène de mise à disposition.

Enfin la représentation proposée peut être utilement désagrégée d'avantage, notamment en ce qui concerne les usages spécifiques de l'électricité, les différentes branches du tertiaire ou la description de plus d'étapes et de singularités dans les procédés industriels.

CHAPITRE 8

VIII. EXEMPLES DE SIMULATIONS : SCENARIOS PROSPECTIFS POUR LE SECTEUR ELECTRIQUE

Les chapitres précédents traitent de la réalisation de modèles cohérents pour la prospective énergétique sur le long terme en France : les outils, les améliorations et développements proposés et les résultats obtenus, ont été présentés et discutés. L'accent a été mis sur la validité des modèles développés et les simulations décrites ont servi à mettre en évidence l'apport en terme de modélisation plutôt qu'à évaluer différents scénarios prospectifs. Ces modèles ayant été construits et validés, le chapitre présent illustre sur quelques scénarios, l'utilisation pratique de l'approche MARKAL pour l'analyse de scénarios alternatifs.

Pour cela, les choix énergétiques futurs à l'horizon 2050 pour le secteur électrique sont comparés pour deux visions alternatives de l'intensité de la politique de déploiement des nouvelles centrales nucléaires de type EPR (scénarios technologiques). La sensibilité de ces résultats aux coûts d'approvisionnement en gaz (scénarios de prix) et l'effet de la prise en compte ou non d'une taxe environnementale de 20€/tonne de CO₂ émise (scénario environnemental) sont ensuite examinés.

Pour ces simulations, le modèle considéré décrit le secteur électrique français lorsque la flexibilité du parc est prise en compte et une modélisation de la production éolienne avec substitution négative en pointe et positive en base et en semi base.

1. Scénarios de déploiement des centrales nucléaires de type EPR

1.1. Description des scénarios

Scénario de référence

Le scénario de référence pour le secteur électrique correspond à celui introduit au chapitre 4. Il suppose un taux d'actualisation de 8%, une durée de vie des centrales nucléaires existantes de 40 ans, l'absence de contraintes sur les émissions de CO₂ et un pourcentage minimum de production d'électricité d'origine renouvelable (21% de la consommation intérieure en 2010 puis 18% en 2030 et 16% en 2050). Le rythme maximum de construction de nouveaux réacteurs nucléaires EPR est de 1 réacteur en 2012 suivi par un maximum de 2 réacteurs par an (3 GW) à partir de 2020. La demande d'électricité est celle du scénario tendanciel 2030 de la DGEMP prolongé jusqu'en 2050 par le scénario H1 du Plan. Enfin, les hypothèses de prix long terme des ressources sont celles du scénario 2004 de la DGEMP.

Prix	Gaz nat. \$/Mbtu	Charbon \$/t	Fioul \$/m ³	Combustible nucléaire
DGEMP 2004	4	45	220.33	6,23€/MWhe REP 4,4€/MWhe EPR

Tableau 8. 1 Hypothèses de prix du scénario de référence

TWh	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Demande	410.7	481.1	553.9	627.1	711.8	790.6

Tableau 8. 2 Demande électrique du scénario de référence

Scénario technologique alternatif : déploiement modéré de l'EPR

L'EPR est en France le candidat naturel pour le remplacement à partir de 2020 des centrales nucléaires actuelles. Avec le lancement des travaux prévu pour 2007 et une mise en service du premier EPR programmée pour 2012, l'éventualité d'une sortie totale du nucléaire en France apparaît difficilement envisageable. La question de l'intensité future du programme EPR reste cependant ouverte : tenir le rythme maximum du scénario de référence (mise en service de 2 centrales par an à partir de 2020), conduit à la construction de 60 centrales en 30 ans soit 90 GW en 2050. Un tel programme est de la même envergure que celui ayant mené au parc actuel.

L'alternative simulée propose une politique nucléaire modérée qui limite à 50% en 2050 (contre 76,55% en 2000) la part du nucléaire dans la production électrique. En dehors du

risque nucléaire et de la question des déchets à durée de vie longue, deux arguments militent pour une telle limitation :

- La libéralisation du marché de l'électricité et le rôle de l'état dans la définition de la politique électrique : Dans un marché ouvert, l'état ne fixe plus les choix technologiques par une planification forte. Un développement aussi important du nucléaire (investissement élevé et rentabilité effective sur le très long terme), dans un système de marché mérite d'être mis en doute.

- L'EPR a une durée de vie à la construction de 60 ans : Mettre en service 60 GW en 2040 (à rapprocher des 63 GW actuels), c'est décider 60 GW de nucléaire jusqu'en 2100. Pour 90 GW en 2050, l'inertie s'étend au-delà du siècle. Un vaste programme EPR relègue alors les progrès majeurs escomptés dans la filière nucléaire (génération 4, fusion) à une contribution marginale jusqu'en 2100. Il sous estime d'autre part toute possibilité de réduction des coûts ou d'amélioration de performances dans les autres filières, et de fait le risque de perte de compétitivité de 2050 à 2100.

Le sens d'une politique EPR modérée pourrait donc être d'utiliser la technologie EPR pour préparer la transition vers les progrès attendus dans les centrales électriques (solutions nucléaires ou non) après 2050.

1.2. Résultats de simulation

Un recours accru aux moyens de production thermiques

Dans le scénario de référence le parc de production électrique évolue vers une structure similaire à celle de l'année de base avec 74% de production d'origine nucléaire⁹³ et 10% de production thermique. Sur la période intermédiaire 2020-2030, la production thermique y atteint cependant 34% de part de marché.

Le scénario de déploiement modéré de l'EPR implique alors naturellement un recours accru aux centrales thermiques fossiles ; le changement dans la structure de production à partir de 2020, soit le poids du thermique, devient alors permanent.

La production d'origine renouvelable est stable et dans les deux cas, garantie par la contrainte de production minimale.

⁹³ L'EPR fonctionne alors même partiellement en semi base à l'instar des centrales actuelles.

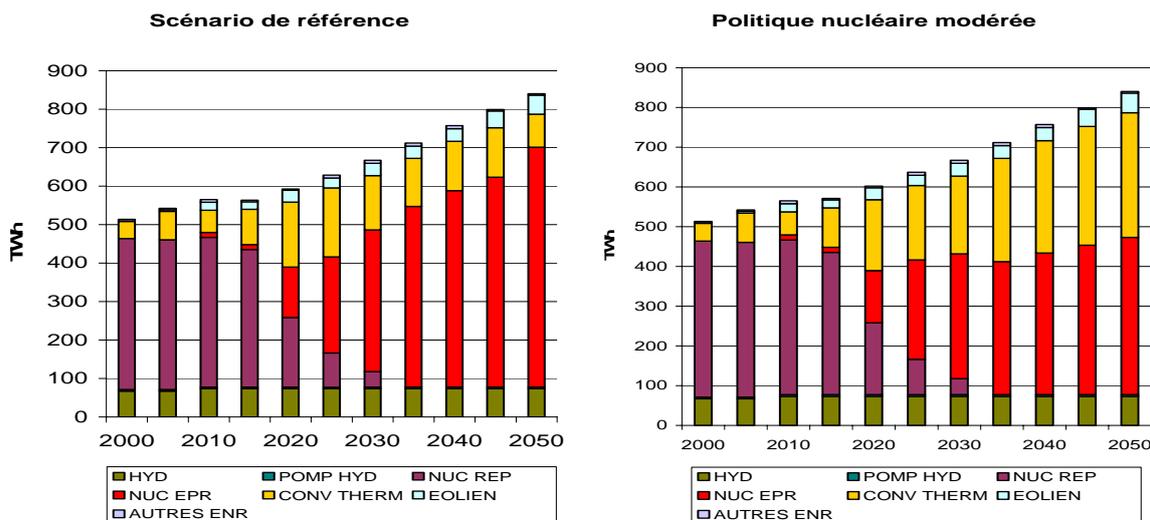


Figure 8. 1 Evolution de la production électrique globale

Un arbitrage nettement en faveur du charbon pour la production thermique

Comme le montre la **Figure 8. 2**, l'augmentation de la production thermique dans le scénario EPR modéré profite principalement aux centrales à lit fluidisé. Ce scénario conduit par ailleurs à une baisse du recours aux cycles combinés entre 2020 et 2030.

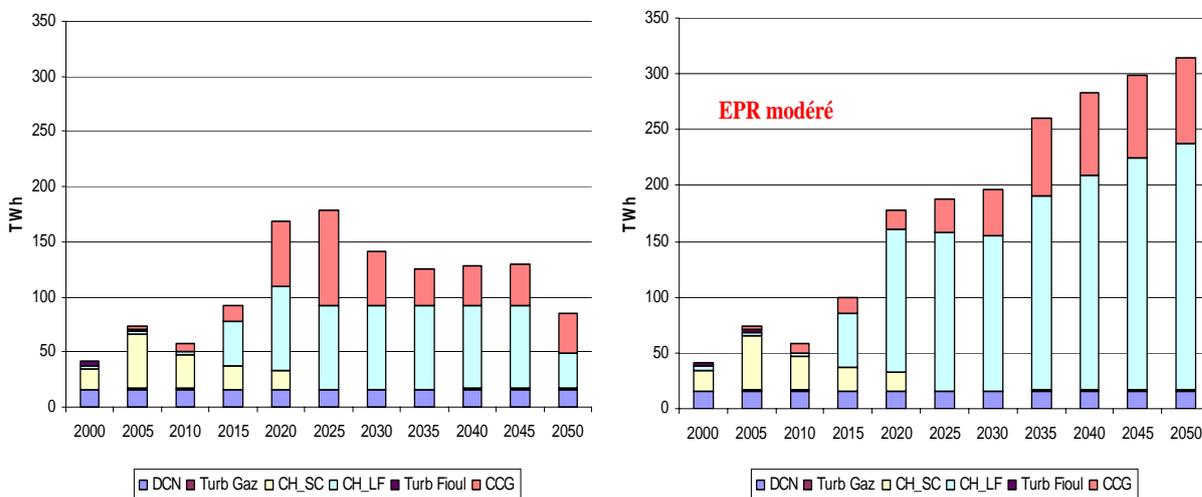


Figure 8. 2 Evolution de la production thermique

Ces résultats s'expliquent par les choix de centrales pour la production électrique dans les différents modes (**Figure 8. 3** et **Figure 8. 4**). Dans le scénario de référence, le besoin en installations fossiles fonctionnant en base décroît : élevé entre 2020 et 2030 du fait du rythme maximum de construction des centrales EPR, il baisse après 2030 avec la poursuite de la construction de nouveaux EPR. Les centrales gaz à cycles combinés sont

alors utilisées pour compléter la production en base dans la période transitoire et pour satisfaire les besoins en semi base et en pointe. Les centrales charbon à lits fluidisés installées en 2015 et 2020 fonctionnent à l'inverse uniquement en base et de manière plus régulière sur l'ensemble des périodes.

Dans le scénario EPR modéré, les cycles combinés fonctionnent uniquement en semi base et en pointe tandis que les lits fluidisés assurent dès 2020, la totalité des besoins en base. Les centrales EPR fonctionnent elles aussi exclusivement en base ; la production par cycles combinés en semi base augmente alors pour atteindre en fin d'horizon des niveaux comparables à ceux de la période 2020-2030 du scénario de référence.

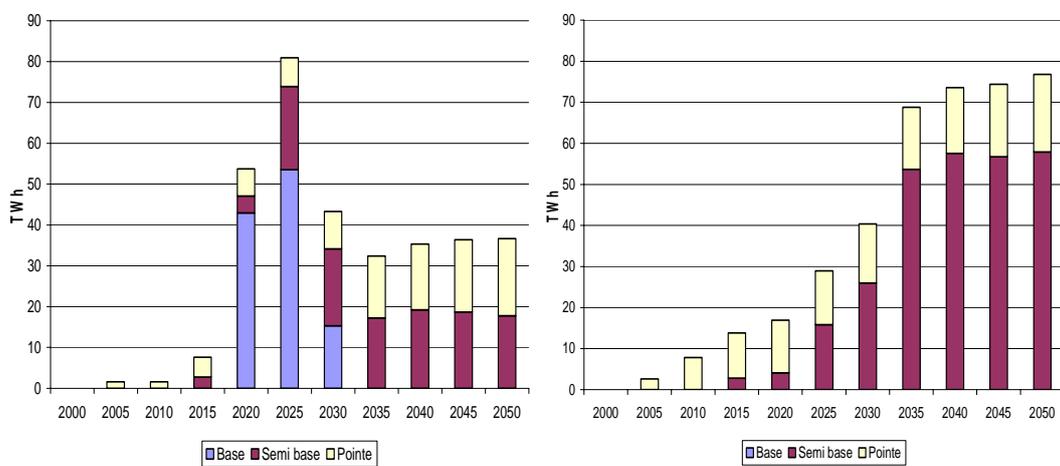


Figure 8. 3 Production par cycle combiné à gaz dans les différents modes

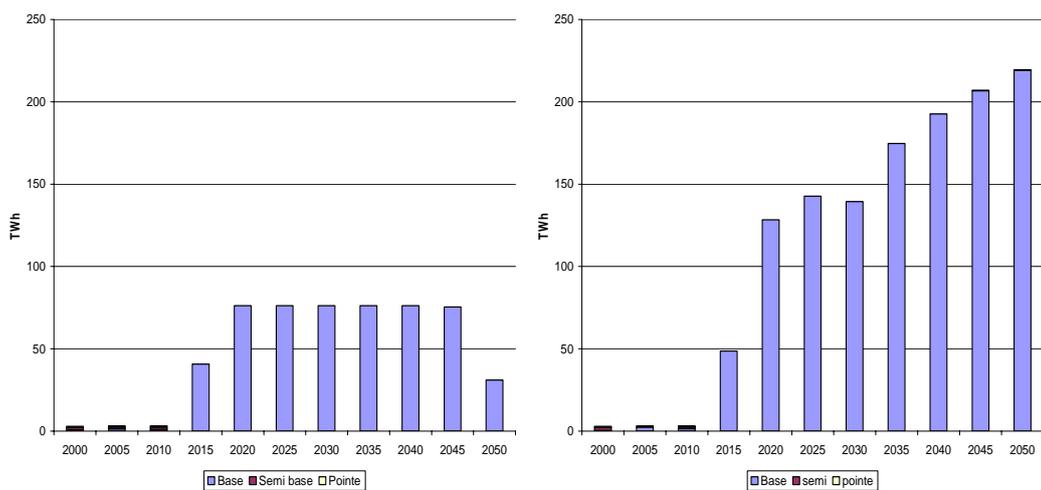


Figure 8. 4 Production par centrales à lits fluidisés dans les différents modes

2. Coûts d'approvisionnement en gaz naturel

2.1. Description des scénarios

L'hypothèse du scénario tendanciel de la DGEMP de coûts des ressources fossiles fixes sur tout l'horizon a été conservée pour faciliter la comparaison et à défaut d'hypothèses d'évolution validées. Si elle a le mérite de dépasser la question des scénarios d'évolution des prix à choisir, les hypothèses faites en 2004 s'avèrent cependant bien éloignées des niveaux actuels de prix. L'objectif des simulations de coûts d'approvisionnement alternatifs pour le gaz naturel est alors d'étudier la modification des choix causée par :

- Deux niveaux de coûts d'approvisionnement plus élevés (4.5 et 5 \$/MBtu) ;
- Une valeur plus basse de 3.5 \$/MBtu.

Le coût d'approvisionnement en charbon du scénario de référence est conservé ; les variations des coûts du gaz naturel servent alors de levier pour l'analyse de la compétitivité relative des centrales à gaz par rapport aux centrales charbon et ceci pour les deux scénarios alternatifs de déploiement de l'EPR.

2.2. Résultats de simulation

Scénario EPR de référence

L'évolution de la production thermique pour les différents coûts d'approvisionnement en gaz est donnée par les quatre graphes de la **Figure 8. 5** ; l'hypothèse à 4\$ décrit le scénario de référence introduit plus tôt.

Pour un coût d'approvisionnement de 3,5 \$/MBtu, les lits fluidisés sont totalement exclus du parc de production au profit des centrales à cycles combinés. Pendant la période de transition (2020-2030), celles-ci assurent la satisfaction totale des besoins en base supplémentaires avant de revenir vers un fonctionnement en semi base et en pointe avec l'extension du parc EPR ; la production thermique totale baisse ainsi après 2035.

Lorsque le coût du gaz est de 4,5 \$/MBtu, l'arbitrage en faveur des lits fluidisés constaté dans le scénario de référence se trouve renforcé. Les lits fluidisés étant des installations plus rentables pour des durées de fonctionnement élevées (à cause de coûts d'investissement élevés), une utilisation plus importante entre 2020 et 2030 conduit alors à une production thermique totale plus élevée sur tout le reste de l'horizon. Ces résultats sont renforcés pour un coût du gaz de 5 \$/MBtu ; l'usage des cycles combinés est alors marginal et essentiellement limité à la pointe.

La **Figure 8. 6** qui compare les niveaux de production par cycles combinés⁹⁴ met en évidence la grande sensibilité des résultats aux coûts du gaz : des variations de 0,5 €/MBtu autour du scénario de référence conduisent à des niveaux de production très différents et en particulier sur la période 2015 à 2035.

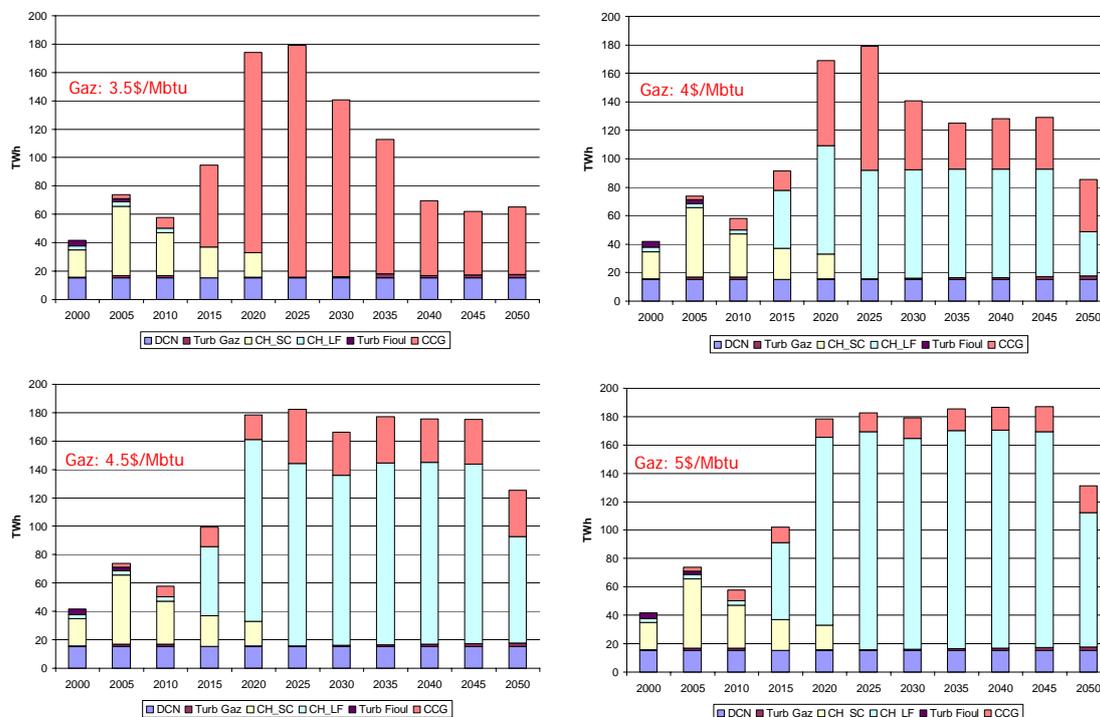


Figure 8. 5 Evolution de la production thermique dans le scénario de référence

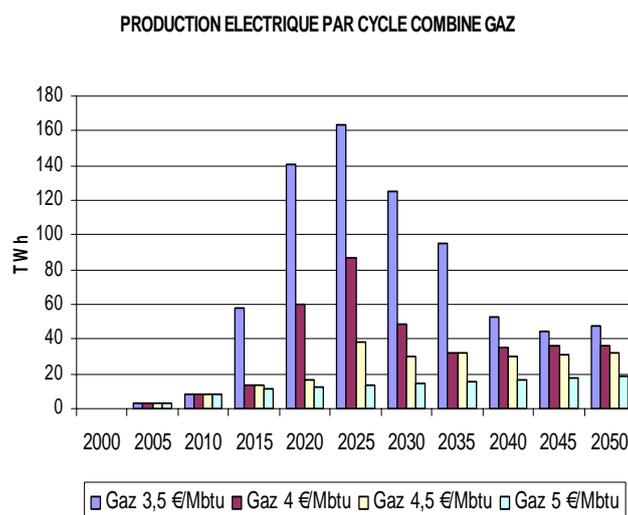


Figure 8. 6 Production des cycles combinés pour différentes hypothèses de coûts du gaz

⁹⁴ La sensibilité des lits fluidisés est identique en valeur absolue et de signe opposée.

Scénario EPR modéré

La **Figure 8. 7** présente l'évolution de la production thermique en fonction des coûts du gaz et pour un déploiement modéré de l'EPR. Le résultat principal est un arbitrage en faveur des centrales à lit fluidisé même pour un coût du gaz de 3,5 \$/MBtu. Comme le montre la **Figure 8. 8**, les niveaux de production par lit fluidisé sont soutenus et moins sensibles à des variations de 0,5€/MBtu du coût du gaz en particulier sur la période 2015-2035.

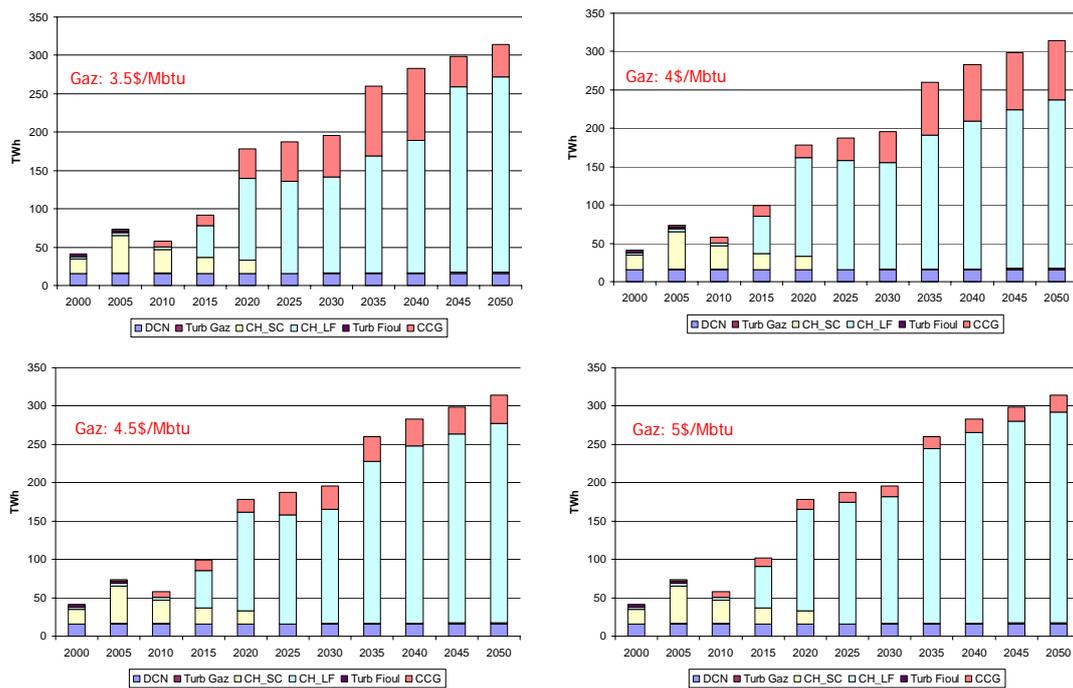


Figure 8. 7 Evolution de la production thermique dans le scénario EPR modéré

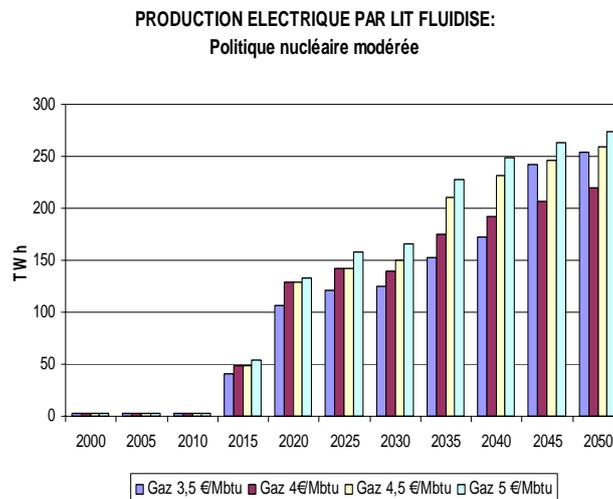


Figure 8. 8 Production des lits fluidisés pour différentes hypothèses de coût du gaz

La production par lit fluidisé en 2045 et en 2040 est plus forte avec un coût du gaz à 3,5\$/MBtu qu'à 4\$/MBtu. Ce résultat reflète deux stratégies différentes pour les cycles combinés dans le scénario EPR modéré :

- à 4\$/MBtu les cycles combinés sont uniquement utilisés pour la semi base et la pointe. On a (comme présenté plus haut **Figure 8. 8**) moins de cycles combinés en 2020 et plus vers la fin de l'horizon de simulation ;

- à 3,5\$/MBtu, les cycles combinés sont aussi utilisés pour la base à partir de 2020 (**Figure 8. 9**); on a alors plus de cycles combinés qu'avec un coût du gaz à 4\$/MBtu. Ces centrales dont la durée de vie est de 25 ans sortent du parc en 2045 et sont remplacées par la génération 2045 (investissement plus faible et amélioration du rendement) des lits fluidisés ; on a alors moins de cycles combinés sur les deux dernières périodes.

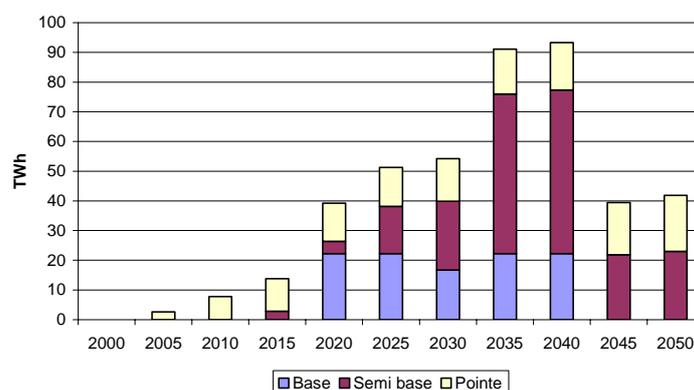


Figure 8. 9 Production par modes des cycles combinés pour un coût du gaz à 3,5\$/MBtu

3. Effet d'une taxe sur le CO2 émis

3.1. Description des scénarios

Le durcissement des contraintes d'émissions de gaz à effet de serre est considéré à travers l'effet d'une taxe CO₂ de 20 €/tonne émise sur les choix de moyens de production pour chacun des scénarios de déploiement de l'EPR.

3.2. Résultats de simulation

Scénario EPR de référence

L'application d'une taxe de 20€/tonne de CO₂ émise modifie fortement la structure de la production thermique avec un arbitrage en faveur du gaz (**Figure 8. 10**). Les lits fluidisés sortent du parc de production et les cycles combinés assurent l'essentiel de la fourniture d'électricité. Ce scénario fait aussi apparaître dès 2015 une nouvelle technologie gaz avec des niveaux d'émissions faibles pour la production d'électricité en base: des centrales hybrides pile à combustible SOFC avec reformage du gaz /turbine à gaz.

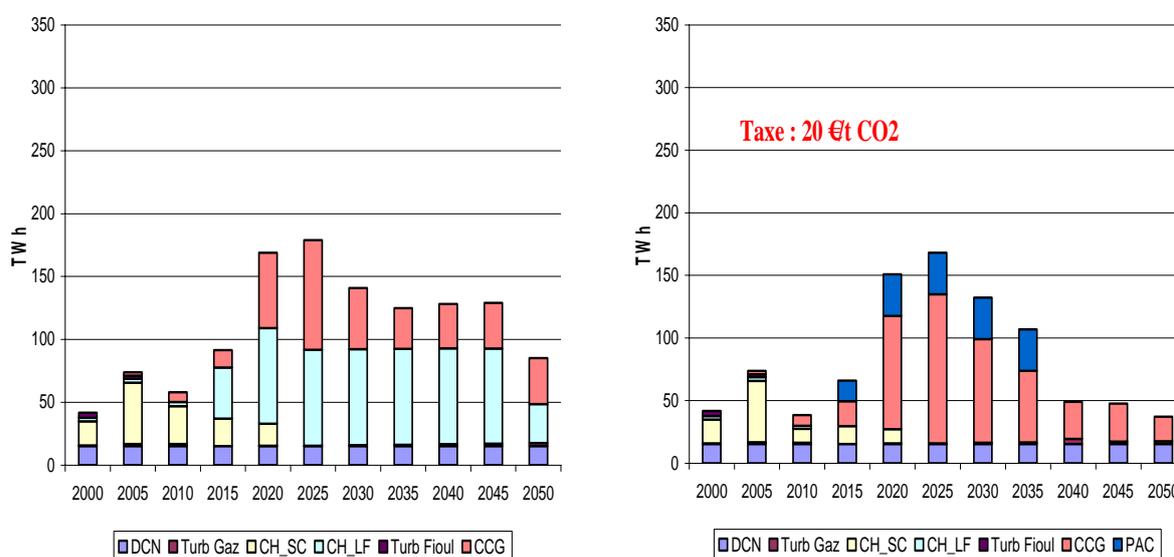


Figure 8. 10 Effet d'une taxe CO₂ de 20€/t sur le scénario de référence

Scénario EPR modéré

Dans le cas d'un déploiement modéré de l'EPR, l'application d'une taxe sur les émissions de CO₂ conduit encore à un arbitrage en faveur du gaz et à une disparition complète des lits fluidisés (**Figure 8. 11**) du parc de production. Les technologies sélectionnées sont les cycles combinés et les centrales hybrides SOFC-turbine à gaz. Ces dernières jouent un rôle plus important que dans le scénario de référence du fait de la croissance des besoins de production en base et de leur stabilité sur tout l'horizon, et de la pénalité infligée aux cycles combinés par la taxe environnementale (353gCO₂/KWh pour les cycles combinés contre 300gCO₂/KWh pour les centrales hybrides).

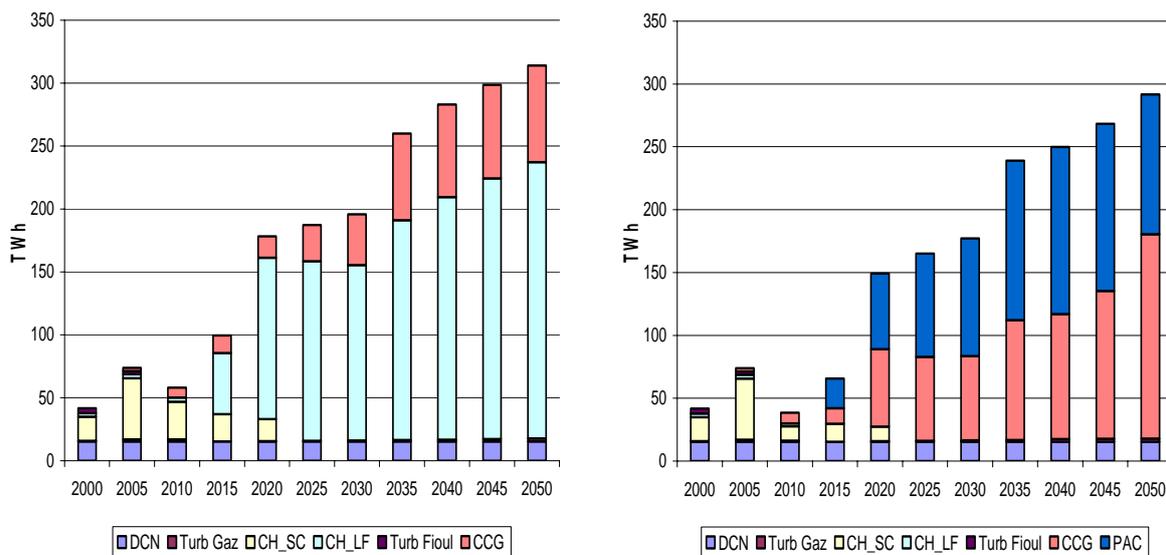


Figure 8. 11 Effet d'une taxe CO2 de 20€/t sur le scénario EPR modéré

Emissions de CO2

La Figure 8. 12 représente l'évolution des émissions de CO2 sur tout l'horizon en fonction du scénario EPR retenu et de l'application ou non d'une taxe environnementale. Les résultats dessinent quatre situations très contrastées conduisant en 2050 à des niveaux d'émission variant de 19,5 à 219,1 Mt de CO2.

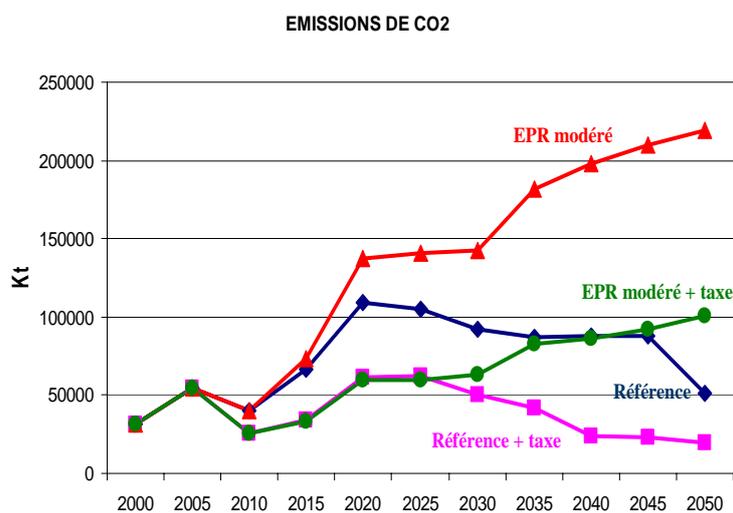


Figure 8. 12 Effet d'une taxe sur les émissions de CO2

Avec 51,12 Mt de CO2, le scénario de référence conduit en 2050 à une augmentation de 60% des émissions par rapport à 2000 (31,66 Mt) avec un pic à 108,9 Mt en 2020.

Lorsque la taxe environnementale est appliquée, les émissions baissent de 39% en 2050 (19,5 Mt) par rapport à 2000. Le pic d'émission de 2020-2025 n'est plus que de 61,3 Mt.

Un déploiement modéré de l'EPR conduit à un appel plus important des centrales thermiques. Les émissions croissent alors continuellement sur toute la période pour atteindre 219,1 Mt en 2050 soit une multiplication par 6,9 du niveau de 2000. La taxe réduit fortement l'appel au charbon et donc les quantités de CO₂ émises. Les émissions sont néanmoins multipliées par 3,2 par rapport à 2000.

4. Conclusion

Grâce à la possibilité de définir des contraintes additionnelles de manière souple ou d'imposer des valeurs alternatives aux paramètres descriptifs du système énergétique, MARKAL permet la simulation d'un large éventail de scénarios et l'analyse des choix technologiques correspondants. Les scénarios étudiés dans ce chapitre ont ainsi illustré ces possibilités en combinant deux scénarios technologiques de déploiement futur des centrales nucléaires de type EPR, à des scénarios de prix du gaz et, à l'application ou non d'une taxe sur les émissions de CO₂.

Dans le scénario EPR libre, la production thermique reste faible en 2050. Les choix technologiques pour cette production thermique sont de plus très sensibles au niveau du prix du gaz. Avec une politique EPR modérée, la production thermique augmente fortement avec un arbitrage au profit du charbon. Les résultats sont moins sensibles aux variations de prix du gaz. Enfin, une taxe de 20€/t sur les émissions de CO₂ se traduit, quelle que soit l'intensité de la politique nucléaire, par un arbitrage en fonction du gaz et par une installation de centrales hybrides turbine à gaz /pile à combustible SOFC avec reformage du gaz. La part de ces centrales hybrides croît significativement dans le cas d'un scénario EPR modéré. Les bilans 2050 en terme d'émission de CO₂ décrivent alors des situations très contrastées.

CHAPITRE 9

IX. CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

La comparaison des différentes familles de modèles de prospective a permis d'établir l'intérêt d'une modélisation de type MARKAL pour l'analyse des enjeux technologiques du système énergétique français. L'analyse menée dans le cadre de ce travail de thèse donne à l'électricité un rôle central du fait de la diversité des options technologiques de production, des sources d'énergie utilisables, et des usages dans les différents secteurs de demande. L'électricité est un vecteur commode et flexible de transformation, et d'utilisation de l'énergie. Son rôle central est aussi attesté par la tendance haussière de la demande d'électricité dans les usages captifs ou non, et par les enjeux du renouvellement ou du remplacement du parc électronucléaire. Ces deux déterminants définissent, dans un contexte de contraintes environnementales accrues, le cadre de choix technologiques importants.

Une première question abordée est celle de la validité de la représentation prospective des systèmes électriques. La critique de la modélisation prospective des systèmes électriques a mis en évidence l'importance d'une meilleure intégration des contraintes dynamiques de court terme dans les études prospectives. Le besoin de flexibilité des moyens de production électrique pour le suivi de la courbe de charge, et l'impact de l'intermittence de la production éolienne ont été identifiés comme deux limites importantes de la modélisation prospective. Pour améliorer ces aspects dans le modèle réalisé, une méthodologie d'évaluation d'un critère de flexibilité global a alors été proposée et implémentée. Elle permet d'avoir une représentation explicite et endogène des choix technologiques pour différents modes d'opération des centrales allant de la base à la pointe extrême. Une modélisation différenciée de l'impact de la production éolienne sur ces choix a alors été effectuée.

La seconde question investiguée est celle du rôle exportateur de la France. Avec des niveaux actuels d'exportations équivalents à sa production hydraulique totale et nettement supérieurs à sa production thermique, la France est aujourd'hui le premier exportateur d'électricité en Europe. L'évolution future de ce rôle d'exportateur et sa sensibilité à différents scénarios s'inscrivent dans une dimension européenne. Pour tenir compte de ce levier d'ajustement, un modèle électrique de l'Europe de l'ouest en neuf régions comprenant la France, ses voisins, et les principales zones de transit, a été réalisé. Ce modèle qui tient compte des limitations physiques aux échanges, a permis de simuler une évolution endogène du niveau des exportations jusqu'à annulation, et l'effet d'une possibilité d'importation dans le futur.

Enfin, la troisième et dernière question traitée replace la prospective électrique dans sa relation avec la prospective énergétique française d'une façon plus générale. Un modèle technologique de l'ensemble du système énergétique français a été réalisé. Ce modèle s'appuie sur l'activité de modélisation effectuée au cours de cette thèse dans le cadre du projet européen NEEDS initié en 2004 et dont le terme est prévu pour 2008. Pour chaque secteur de demande, les technologies sont désagrégées et, dans le secteur industriel, une représentation par procédés des industries grandes consommatrices d'énergies est effectuée.

L'analyse de ces différentes questions et la réalisation de modèles adaptés à leur traitement a permis de développer un corpus méthodologique cohérent pour l'analyse des enjeux technologiques du système énergétique français.

Des exemples de simulation ont alors illustré en pratique les possibilités d'analyse qu'offre la modélisation MARKAL pour l'étude combinée de scénarios technologiques, de scénarios de coûts d'approvisionnement en énergie, et de scénarios environnementaux.

La modélisation est par nature un processus imparfait et évolutif. De nombreux points sont intégrés dans des modèles plus ou moins complexes mais un nombre aussi grand de points demeurent en dehors du champ d'analyse de ces modèles. Il convient alors de rappeler les limites des modèles réalisés et d'en esquisser quelques perspectives de recherche et d'amélioration.

La dimension technique de la modélisation proposée peut être améliorée sur plusieurs points. Pour ce qui est de la modélisation de la dynamique des moyens de production, l'approche par un critère de flexibilité global n'isole pas dans la dynamique des moyens de production, l'effet de la fréquence et de la durée des cycles arrêt démarrage ou les

nécessités d'un équilibre en énergie réactive aussi bien qu'en énergie active. Ces effets peuvent permettre de préciser l'impact de la production éolienne ou de la production décentralisée. Ce second point motive aussi l'intérêt d'une régionalisation du modèle électrique pour mieux cerner les déséquilibres régionaux, l'effet de la structure géographique du réseau et du coût de développement des infrastructures de transport. Enfin, un travail plus important sur les réseaux électriques voisins permettrait d'améliorer le modèle électrique européen réalisé.

L'intérêt d'une régionalisation concerne aussi le modèle énergétique français pour apporter plus de support à la modélisation à l'échelle des régions. Bien sûr la désagrégation des statistiques et des perspectives de croissance à l'échelle des régions est plus délicate et incertaine, mais les enjeux notamment pour la politique des transports sont importants. Le modèle français gagnerait aussi à être affiné dans les secteurs de demande et notamment dans le secteur tertiaire pour isoler les bâtiments publics et les potentiels des différents secteurs d'activité. La description des procédés industriels pourrait être approfondie avec une description plus fine des étapes intermédiaires, une modélisation par procédés de l'industrie des aromatiques et des plastiques, et une amélioration des statistiques notamment sur la durée de vie estimée des installations existantes. Enfin, le suivi des évolutions du modèle et l'investigation des différentes variantes de la famille de modèles MARKAL telles que la modélisation du progrès technologique à partir de courbes d'apprentissage endogènes seraient intéressants pour intégrer les résultats des travaux dans ce domaine et rendre plus robuste les scénarios d'évolution des performances techniques. La première perspective est largement amorcée avec la mise en œuvre de la version TIMES dans le cadre du projet NEEDS.

La dimension économique présente aussi plusieurs perspectives d'améliorations. La modélisation de type MARKAL détermine de façon endogène le coût marginal des ressources produites et échangées à l'intérieur du modèle mais elle repose en amont sur des hypothèses exogènes de courbes d'offre de ressources primaires, et des scénarios de demande de référence. Une plus grande interaction entre les résultats du modèle et les hypothèses de départ, et l'intégration des compétences de modélisation existantes en France dans une approche intégrée de type IAM permettraient des analyses plus complètes. En aval le bouclage macroéconomique est évidemment intéressant. La mise en œuvre de la version macro de MARKAL ou le rapprochement avec des modèles macroéconomiques est envisageable.

BIBLIOGRAPHIE

- [1]. Débat national sur les énergies, « Livre blanc sur les énergies », présenté par Nicole Fontaine, 2003.
- [2]. Groupe de prospective du Sénat, « L'énergie : réflexion prospective sur les choix stratégiques », Actes du colloques du groupe de prospective du 10 Avril 2003.
- [3]. Hourcade, J.-C., Fortin, E. « Impact économique des politiques climatiques : des controverses aux enjeux de coordination », *Economie Internationale*, issue 2, pp. 45-44, 2000.
- [4]. Agence Internationale de l'énergie (AIE), « Mapping the Energy Future: Energy Modelling and Climate Change Policy », AIE 1998.
- [5]. Hanley, N., Shogren, J., and White, B., « Environmental Economics: In Theory and Practice. », Macmillan, Basingstoke, UK, 1997.
- [6]. Groupe intergouvernemental pour l'étude des climats, « Third Assesment report : Climate change 2001 », Chapitre 7 à 9, document pdf
- [7]. Groupe intergouvernemental pour l'étude des climats (GIEC), « Introduction aux modèles climatiques simples employés dans le Deuxième Rapport d'évaluation du GIEC », Document technique 2 du GIEC, 1997.
- [8]. Lepeletier, S., « Maîtriser les émissions de gaz à effet de serre : quels instruments économiques ? », Rapport d'information No.346 du sénat, 1999.
- [9]. Coupling Climate and Economic Dynamics, Séminaire NCCR-Climat, Genève (Suisse), 21 Novembre 2002.
- [10]. Coupling Climate and Economic Dynamics, Séminaire NCCR-Climat, GERAD, OURANOS, Montréal (Canada), 10 Mai 2003.
- [11]. GIEC, « Les changements climatiques et la biodiversité », Document technique 5 du GIEC, 2002.
- [12]. Deneux, M., « L'évaluation de l'ampleur des changements climatiques, de leurs causes et de leur impact prévisible sur la géographie de la France à l'horizon 2025, 2050, 2100, Tome 1 », Rapport du Sénat No 224, 2002.
- [13]. Site Internet du projet européen ExternE , <http://externe.jrc.es/>
- [14]. McBean, G., Weaver, A., Roulet, N., « La science des changements climatiques : où en sont nos connaissances », *Revue canadienne de recherche sur les politiques*, Vol. 2, No 4, 2001.

- [15]. Commissariat général du plan, « Effet de serre: modélisation économique et décision publique », Rapport du groupe présidé par Pierre-Noël Giraud, 2002.
- [16]. Kopp, R.J., Toman, M. A., « Expert meeting on the choice of modelling platform for carbon policy analysis: report to the Office of policy planning and evaluation», US EPA, 1997.
- [17]. Parson, E., Fisher-Vanden, K., «Integrated assessment models of global climate change», *Annu Rev. Energy Environ*, 1997.
- [18]. Girod J., Percebois J. (1985): « Energie : fonctions de production et modèles de demande », *Modélisation et économétrie*, pp 423-443, 1985.
- [19]. Muller, T., « Integrating bottom-up and top-down models for energy policy analysis: a dynamic framework », Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie Université de Genève, 2000.
- [20]. Rotmans, J. and van Asselt, MB. (2001), «Uncertainty Management in Integrated Assessment Modelling: towards a pluralistic approach», *Environmental Monitoring and Assessment*, Vol. 69, no.2, 101-130, June 2001.
- [21]. Garg, A., Gosh, D., Shukla, P.R., « Integrated modeling system : energy and environment policies », *Opsearch*, Février 2001.
- [22]. John P. Weyant, « Integrated environmental Assessment: An overview and assessment», *OECD Workshop on Environment and Economic Modelling*, Ottawa, 2003.
- [23]. Y.Matsuoka, T. Morita, M. Kainuma, « Integrated assessment model of climate change: the AIM approach», *Present and Future of Modelling Global environmental Change: Toward Integrated modelling*, Eds., T. Matsuno and H. Kida, pp. 339-361, 2001.
- [24]. Massachusetts Institute of Technology, « Energy Technology Availability: Review of Longer Term Scenarios for Development and Deployment of Climate-Friendly Technologies», Rapport à l'Agence Internationale de l'Energie, 1997.
- [25]. Assoumou, E., Bordier, M., Guerassimoff, G., Maïzi, N., « La famille MARKAL de modèles de planification : Un complément aux exercices de modélisation dans le contexte français. », *Revue de l'énergie* No 558, Juillet - Août 2004.
- [26]. E. Wright, D. Loughlin, « Introduction to MARKAL Model Structure and Applications», U.S. EPA Office of Research and Development, NE-MARKAL Stakeholders Meeting, 2003.
- [27]. AIE-ETSAP, « Contributing to the Kyoto protocol: summary of annex VII (1998-2002) », *ETSAP 2002*.
- [28]. Loulou, R., Goldstein, G., Noble, K., « Documentation of the MARKAL family of models », *Energy Technology Systems Analysis Program*, 2004.
- [29]. « Energy planning and the development of carbon mitigation strategies: using the MARKAL family of models », *International Resources Group*, 2001.

- [30]. Labriet, M., Loulou, R., Kanudia, A., Vaillancourt, K., « The TIMES Integrated Analysis Model: Update and sample results », ETSAP workshop, Oxford, November 2005.
- [31]. Bornard, P., « Conduite d'un système de production transport », Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie électrique D 4080, 2000.
- [32]. Agence Internationale de l'énergie, « Variability of wind power and other renewables. Management options and strategies », AIE, 2005.
- [33]. Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas, Commission de Régulation de l'Electricité, « Report on the events of september 28th, 2003 culminating in the separation of the Italian power system from the other UCTE networks », CRE-AEEG 2004.
- [34]. Meyer, B., Jerolimski, M., Stubbe, M., « Outils de simulation dynamique des réseaux électriques », Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie électrique D4120, 1998.
- [35]. Bornard, P., Pavard, M., « Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement », Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie électrique D 4090, 1993.
- [36]. Ministère de l'économie et des finances, « Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique », 2002.
- [37]. Gestionnaire du réseau de transport d'électricité, « Bilan prévisionnel 2006-2015 », RTE 2003.
- [38]. Transmission system operator Ireland, « Generation adequacy report 2006-2012 », Eirgrid, 2005.
- [39]. Commission de régulation de l'électricité et du gaz, « Proposition (C)050120-CREG-388 de programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014 », CREG, 2005.
- [40]. Commission Européenne, « Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables », Livre blanc, Commission Européenne, 2002.
- [41]. Claverie, M., Clément, D., Girard, C., " La Prospective technologique des filières non nucléaires ", rapport au Commissariat général du plan, 2000.
- [42]. Multon, B., Robin, G., Gergaud, O., Ben hamed, H., « Le Génie Electrique dans le vent : état de l'art et recherches dans le domaines de la génération éolienne », Journées des Jeunes Chercheurs en Génie Électrique JCGE'03, Saint-Nazaire, 2003.
- [43]. Loulou, R., Remne, U., Kanudia, A., Lehtila, A., Goldstein, G., « Documentation for the TIMES model. Part 1 », Energy Technology Systems Analysis Program, 2005.
- [44]. Gestionnaire du réseau de transport d'électricité, « Résultats techniques du secteur électrique en France 2000 », RTE, 2000.
- [45]. Commissariat à l'énergie atomique, « ELECNUC les centrales nucléaires dans le monde », CEA, Edition 2004.

- [46]. Bataille, C., Biraux, C., « La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs », Rapport No 290 du Sénat, 2003.
- [47]. Cd-rom, Electricity information 2003, AIE, 2003
- [48]. Agence Internationale de l'Energie, « Energy policies of IEA Countries, France 2004 Review », OCDE/AIE 2004.
- [49]. Union de l'industrie électrique, « Efficiency in Electricity generation », Eurelectric, 2003.
- [50]. EUROSTAT, « Energie: Statistiques annuelles. Données 2002 », édition 2004.
- [51]. Electricité de France, « Bilan des résultats environnementaux concernant le domaine thermique », 2002.
- [52]. Société nationale d'électricité et de thermique, « Rapport financier 2003 ».
- [53]. Simone Schucht, « The implementation of the EU large combustion plant directive (88/609) in France », Cahier de recherche du CERNA, 2000.
- [54]. Direction générale de l'énergie et des matières premières, « Coûts de référence de la production électrique, moyens de production centralisés », DGEMP – DIDEME, 2003.
- [55]. Document Internet, « Le thermique classique : situation alarmante du parc thermique EDF », http://www.dissident-media.org/stop_nogent/99_100_thermique.html.
- [56]. Centre interprofessionnels technique d'études de la pollution atmosphérique, « Inventaire des émissions de polluants atmosphériques en France – séries sectorielles et analyses étendues », CITEPA 2005.
- [57]. Observatoire de l'énergie, « Les conditions d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables », <http://www.industrie.gouv.fr>.
- [58]. Observatoire de l'énergie, « Les énergies renouvelables en France 1970-2003 », 2005.
- [59]. Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, « Incinération des déchets ménagers en France, situation en 2000, évolution et perspectives au 31.12.2002 », ADEME 2003.
- [60]. Direction générale de l'énergie et des matières premières, « Coûts de référence de la production électrique, moyens de production décentralisés », DGEMP – DIDEME, 2004.
- [61]. COGEN Europe, « The future of CHP in the European Market – the European cogeneration study, country report France », 2001.
- [62]. EUROSTAT, « Combined heat and power (CHP) plant statistics in the EU, 2000 », 2003.
- [63]. Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie, « Le parc français des équipements de cogénération au 31/12/1997 », CEREN-DGEMP 1999.

- [64]. Agence Internationale de l'Energie, « Electricity reform, Power generation costs and investment », AIE 1999.
- [65]. Charpin, J.M., Dessus, B., Pellat, R., « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire », Collection des rapports officiels, Premier ministre, 2000.
- [66]. Gielen, D.J., Kram, T., Lako, P., Oosterheert, R.J., Ybema, J.R., « Prospect for energy technology in the Netherlands, Volume 2 Technology characterizations and technology results », 1995.
- [67]. Gestionnaire du réseau de transport d'électricité, « Schéma de développement du réseau public de transport d'électricité 2003-2013 », RTE 2003.
- [68]. Site Internet du Suivi-éolien, <http://www.suivi-eolien.com/>
- [69]. Centre interprofessionnels technique d'études de la pollution atmosphérique, « Inventaires des émissions par les grandes installations de combustion en France en application des directives européennes 88/609/CEE et 2001/80/CE », CITEPA 2004.
- [70]. Abanades, J.C., Moliner, R., « Techno-economic characterisation of CO2 sequestration technologies, a technology status survey », IPTS, Commission européenne, rapport EUR20391EN, 2002.
- [71]. Audibert, N., « Limiter les émissions de CO2 pour lutter contre le réchauffement climatique: enjeux, prévention à la source et séquestration », BRGM/RP/52406-FR, 2003.
- [72]. Commissariat général du plan, « Energie 2010-2020, Trois scénarios énergétiques pour la France », Atelier présidé par François Moisan, 1998.
- [73]. Direction générale de l'énergie et des matières premières, « Scénario énergétique tendanciel à 2030 pour la France », DGEMP - Observatoire de l'énergie 2004.
- [74]. Gielen, D., « The future role of CO2 capture and storage, Results of the IEA-ETP model », AIE 2003.
- [75]. Groupe intergouvernemental pour l'étude des climats, « IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage », GIEC 2005.
- [76]. Site Internet de Electricité de France, « Le cycle du combustible », <http://www.edf.fr/>.
- [77]. Site Internet du Commissariat à l'énergie atomique, « De la mine au réacteur ... fabriquer du combustible, mode d'emploi », <http://www.cea.fr/>.
- [78]. AREVA, « Rapport environnemental social et sociétal, MELOX 2003 », 2003.
- [79]. AREVA, « Rapport environnemental social et sociétal, Eurodif production », 2004.
- [80]. Balea, L., « Intégration de l'énergie éolienne dans le parc de production français. Foisonnement, puissance garantie et équilibre du système électrique », Thèse professionnelle Mastère OSE, 2003.

[81]. Union pour la coordination et le transport de l'électricité, « Half yearly report II-2001 », www.Ucte.org.

[82]. Union de l'industrie électrique, « Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1999, 2000-2020) (Europrog 2001), EURPROG Network of experts », EURELECTRIC, 2001.

[83]. Union de l'industrie électrique, « Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020) (Europrog 2003), EURPROG Network of experts », EURELECTRIC, 2003.

[84]. Agence Internationale de l'Energie, « Energy policies of IEA countries, Germany 2002 review », OCDE/AIE 2002.

[85]. Agence Internationale de l'Energie, « Energy policies of IEA countries, The United Kingdom 2002 review », OCDE/AIE 2002.

[86]. Agence Internationale de l'Energie, « Energy policies of IEA countries, Belgium 2001 review », OCDE/AIE 2001.

[87]. Agence Internationale de l'Energie, « Energy policies of IEA countries, Spain 2001 review », OCDE/AIE 2001.

[88]. Agence Internationale de l'Energie, « Energy policies of IEA countries, Italy 2003 review », OCDE/AIE 2003.

[89]. Agence Internationale de l'Energie, « Energy policies of IEA countries, The Netherlands 2000 review », OCDE/AIE 2000.

[90]. Agence Internationale de l'Energie, « Energy policies of IEA countries. Switzerland 2003 review », OCDE/AIE 2003.

[91]. Ministère fédéral allemand de l'environnement, de la préservation de la nature et de la sûreté nucléaire, « Agreement Between the federal Government and Utility Companies », 2000, <http://www.bmu.de>.

[92]. Gusbin, D., Hoornaert, B., « Perspective énergétique pour la Belgique à l'horizon 2030 », Bureau fédéral du plan, 2004.

[93]. The European wind energy association, « Wind power targets for Europe : 75000 MW by 2010 », EWEA 2003.

[94]. Union pour la coordination et le transport de l'électricité, « Annuaire statistique 2000 », UCTE 2000.

[95]. Union de l'industrie électrique, Union pour la coordination et le transport de l'électricité, « European interconnection state of the art 2002. (SYSTINT annual report)», UCTE-EURELECTRIC, 2002.

[96]. European transmission system operators, « Definitions of transfer capacities in liberalised electricity markets », ETSO 2001.

- [97]. European transmission system operators, « Net transfer capacities (NTC) and available transfer capacities (ATC) in the internal market of electricity in Europe (IEM) », ETSO 2000.
- [98]. Conseil de l'union européenne, « Conclusions de la présidence, Conseil européen de Barcelone 15 et 16 mars 2002 », SN/100/1/02 REV1, 2002.
- [99]. Ministère fédéral allemand de l'économie et de la technologie, « Sustainable energy policy to meet the needs of the future energy report », BMWi-Dokumentation, ISSN 0342-9288, 2002.
- [100]. Direction des affaires économiques et internationales, service des études statistiques, « La demande de transport en 2025, Eléments d'évaluation environnementale », DAEI-SES 2004.
- [101]. Astier, J., « Gestion de l'énergie », Techniques de l'Ingénieur, traité Matériaux métalliques M7140, 2000.
- [102]. Astier, J., « Nouvelles possibilités dans l'élaboration de l'acier », Techniques de l'Ingénieur, traité Matériaux métalliques M7550, 2006.
- [103]. Astier, J., « Procédés COREX d'élaboration de la fonte », Techniques de l'Ingénieur, traité Matériaux métalliques M7555, 1996.
- [104]. Voisin, P., « Métallurgie extractive de l'aluminium », Techniques de l'Ingénieur, traité Matériaux métalliques M 2340, 1992.
- [105]. <http://www.sfc.fr/donnees/mine/nh3/texnh3.htm>, Dossier Ammoniac, Site Internet de la Société Française de Chimie.
- [106]. Cd-rom, « Reference documents on best available techniques », Commission Européenne, directive 96/61/EC du conseil, 2001.
- [107]. « Chlorine Industry review 2004-2005 », Euro Chlor, 2005.
- [108]. <http://www.sfc.fr/donnees/mater/ciments/texcim.htm>, Dossier Ciments, Site Internet de la Société Française de Chimie.
- [109]. Direction générale de l'énergie et des matières premières, Observatoire de l'énergie, « Tableaux des consommations d'énergie en France », Edition 2003, DGEMP-OE, 2003.
- [110]. Direction générale de l'énergie et des matières premières, Observatoire de l'énergie, « Les réseaux de chauffage urbain de 1987 à 1997 », DGEMP-OE, 2001.
- [111]. Direction générale de l'énergie et des matières premières, Observatoire de l'énergie, « 20 ans de chauffage dans les résidences principales en France de 1982 à 2002 », DGEMP-OE, 2004.
- [112]. Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, « Les chiffres clés du bâtiment énergie environnement », Edition 2004, ADEME, 2005.

[113]. Cabinet ENERTECH, « Campagne de mesures de l'éclairage dans 100 logements en France », Rapport à l'ADEME et à EDF, 2004.

[114]. Club ingénierie et prospective, « Transport à l'horizon 2030 », Les cahiers du CLIP, No 14, Octobre 2001.

[115]. Ministère de l'économie des finances et de l'industrie, Service des études et des statistiques industrielle, « Les consommations d'énergie dans l'industrie en 2003 », Edition 2004/2005, Sessi, 2005.

[116]. Club ingénierie et prospective, « Parc automobile et effet de serre », Les cahiers du CLIP, No 12, Mars 2001.

[117]. Commissariat général du plan, « Le prix du temps et la décision publique Révision du taux d'actualisation public », Rapport du groupe présidé par Daniel Lebègue, 2005.

[118]. Direction générale de l'énergie et des matières premières, « Coûts de référence de la production électrique, hypothèses de cadrage », DGEMP – DIDEME, 2003.

INDEX DES ILLUSTRATIONS

INDEX DES FIGURES

Figure 2.1 Cadre synthétique pour l'analyse énergétique et environnementale	12
Figure 2.2 Familles et approches de modélisation.....	16
Figure 2.3 Structure schématique des modèles climatiques	19
Figure 2.4 Architecture du modèle d'impact AIM.....	20
Figure 2.5 Classification de modèles de prospective.....	21
Figure 2.6 Utilisateurs de MARKAL dans le monde 2003	22
Figure 2.7 Assemblages élémentaires de technologies	23
Figure 2.8 Structure générale du système énergétique de référence	24
Figure 2.9 Equilibre partiel dans MARKAL pour une demande élastique ou non	31
Figure 3. 1 Exemple de cycle hebdomadaire: données RTE 2001	36
Figure 3. 2 Incident sur le réseau Italien le 28 septembre 2003.....	37
Figure 4.1 Répartition de la production électrique en France en 2000	46
Figure 4.2 Evolution de la capacité nucléaire existante.....	47
Figure 4.3 Facteur d'utilisation de la capacité hydraulique en France	48
Figure 4.4 Evolution du parc de centrales charbon existantes	50
Figure 4.5 Evolution du parc de centrales au fioul existantes	50
Figure 4.6 Evolution du parc de centrales en AGP	51
Figure 4.7 Evolution du parc éolien installé en 2000	53
Figure 4.8 Pyramide des ages du réseau électrique français	56
Figure 4.9 Schéma synthétique du système électrique de référence	59
Figure 4.10 Exportations mensuelles d'électricité de la France	61
Figure 4.11 Prix de l'électricité en France et dans les pays voisins.....	62
Figure 4.12 Cycle simplifié du combustible dans la filière nucléaire	73
Figure 4.13 Modèle de la filière nucléaire	74
Figure 4.14 Calibrage de la production électrique française en 2000.....	75
Figure 4.15 Répartition saisonnière de la production électrique française.....	76
Figure 4.16 Calibrage de la production thermique centralisée en 2000.....	76
Figure 4.17 Evolution de la production électrique 2000-2050.....	79
Figure 4.18 Emissions de CO ₂ du secteur électrique 2000-2050.....	80
Figure 4.19 Investissement en capacités nouvelles 2000-2050	80
Figure 4.20 Evolution de la production des centrales thermiques 2000-2050	81
Figure 4.21 Nombre d'heures de fonctionnement annuel des centrales thermiques	81
Figure 4.22 Evolution des exportations électriques pour une valorisation de 30€/MWh	83
Figure 4.23 Evolution des exportations électriques françaises 2000-2050.....	83
Figure 5. 1 Structure de la demande sur chaque saison	86
Figure 5. 2 Décomposition saisonnière de la demande d'électricité.....	86
Figure 5. 3 Monotone de puissance équivalente	87
Figure 5. 4 Equilibre d'énergie idéal sur un palier de la monotone.....	89
Figure 5. 5 Equilibre sur un palier : étape A.....	90
Figure 5. 6 Equilibre sur un palier : étape B.....	90
Figure 5. 7 Equilibre sur un palier : étape C.....	90
Figure 5. 8 Définition de la réserve de capacité	91

Figure 5. 9	Caractérisation des modes par la monotone de demande	97
Figure 5. 10	Méthodologie de duplication pour les nouveaux investissements.....	99
Figure 5. 11	Méthodologie de duplication pour les technologies de l'année de base.....	100
Figure 5. 12	Illustration de la matrice de duplication.....	102
Figure 5. 13	Production électrique avec ou sans flexibilité.....	103
Figure 5. 14	Production hydraulique par mode de fonctionnement.....	104
Figure 5. 15	Production charbon par mode de fonctionnement	104
Figure 5. 16	Production des cycles combinés à gaz par mode de fonctionnement.....	105
Figure 5. 17	Les cycles combinés dans la production en S2 et en P0.....	105
Figure 5. 18	Production des turbines à gaz et au fioul par mode de fonctionnement.....	105
Figure 5. 19	Production des stations de pompage par mode de fonctionnement	106
Figure 5. 20	Comparaison des coûts marginaux de l'électricité globaux : hiver jour.....	107
Figure 5. 21	Coûts marginaux par segment pour une représentation flexible : hiver jour	108
Figure 5. 22	Emissions de CO ₂ du secteur électrique	108
Figure 5. 23	Production éolienne simulée et consommation d'électricité sur la période du 01/01/2003 au 07/01/2003.....	109
Figure 5. 24	Calcul des coefficients d'impact éolien.....	112
Figure 5. 25	Comparaison des productions thermiques totales	114
Figure 5. 26	Répartition de la production thermique : CLAS	114
Figure 5. 27	Répartition de la production thermique : POS et NEG	114
Figure 5. 28	Emissions de C O ₂ pour les différentes représentations de l'éolien	115
Figure 5. 29	Coûts marginaux de l'électricité	115
Figure 5. 30	Coûts marginaux de production électrique par segments	117
Figure 6.1	Zones de synchronisme du réseau électrique européen.....	122
Figure 6.2	Evolution du parc nucléaire : Allemagne	126
Figure 6.3	Evolution du parc nucléaire : Royaume-Uni	127
Figure 6.4	Evolution du parc nucléaire : Belgique.....	127
Figure 6.5	Evolution du parc nucléaire : Espagne.....	128
Figure 6.6	Evolution du parc nucléaire : Suisse	129
Figure 6.7	Evolution du parc thermique par pays	131
Figure 6.8	Evolution du parc éolien 2000.....	132
Figure 6.9	Système électrique de référence pour chaque pays.....	135
Figure 6.10	Schéma du modèle électrique européen (Cf. Annexe D)	136
Figure 6.11	Exemple de courbes de charges journalière par saison : Allemagne	138
Figure 6.12	Exemple de courbes de charges journalière par saison : Allemagne	139
Figure 6.13	Modélisation des interconnexions	145
Figure 6.14	Structure de la production électrique en France	148
Figure 6.15	Evolution endogène des exportations d'électricité de la France	149
Figure 6.16	Valorisation exogène des exportations d'électricité de la France.....	149
Figure 6.17	Structure de la production électrique européenne.....	150
Figure 6.18	Coûts marginaux de production d'électricité dans les différents pays	150
Figure 6.19	Evolution des échanges d'électricité de la France.....	151
Figure 6.20	Production thermique en France en fonction des hypothèses sur les importations.....	152

Figure 7. 1	Structure du modèle de production de l'acier.....	161
Figure 7. 2	Structure du modèle de production d'aluminium	161
Figure 7. 3	Structure du modèle de production d'ammoniac.....	162
Figure 7. 4	Parts de marchés des différents procédés de production de chlore en Europe	162
Figure 7. 5	Structure du modèle de production de chlore.....	163
Figure 7. 6	Structure du modèle de production de papier	163
Figure 7. 7	Modèle des procédés énergie dans l'industrie du papier	164
Figure 7. 8	Structure du modèle de production de ciment	164
Figure 7. 9	Structure du modèle de production de chaux vive	165
Figure 7. 10	Structure du modèle de production de verre	165
Figure 7. 11	Evolution du stock de chaudières	169
Figure 8. 1	Evolution de la production électrique globale	174
Figure 8. 2	Evolution de la production thermique	174
Figure 8. 3	Production par cycle combiné à gaz dans les différents modes	175
Figure 8. 4	Production par centrales à lits fluidisés dans les différents modes.....	175
Figure 8. 5	Evolution de la production thermique dans le scénario de référence	177
Figure 8. 6	Production des cycles combinés pour différentes hypothèses de coûts du gaz	177
Figure 8. 7	Evolution de la production thermique dans le scénario EPR modéré.....	178
Figure 8. 8	Production des lits fluidisés pour différentes hypothèses de coût du gaz.....	178
Figure 8. 9	Production par modes des cycles combinés pour un coût du gaz à 3,5\$/MBtu	179
Figure 8. 10	Effet d'une taxe CO2 de 20€/t sur le scénario de référence	180
Figure 8. 11	Effet d'une taxe CO2 de 20€/t sur le scénario EPR modéré	181
Figure 8. 12	Effet d'une taxe sur les émissions de CO2	181

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 3. 1 Domaines d'activités et phénomènes physiques sur le réseau	38
Tableau 3. 2 Disponibilité des centrales.....	211
Tableau 3. 3 Calcul du LOLE.....	211
Tableau 4.1 Capacités hydrauliques françaises	48
Tableau 4.2 Production d'énergie des unités d'incinération d'ordures ménagères 2000 ..	53
Tableau 4.3 Hypothèses de coûts d'exploitation des installations existantes	55
Tableau 4.4 Répartition des exportations d'électricité de la France.....	56
Tableau 4.5 Centrales installées ou prévues depuis 2000.....	57
Tableau 4.6 Technologies de production d'électricité.....	58
Tableau 4.7 Coûts de capture du CO2	59
Tableau 4.8 Fraction annuelle des saisons.....	60
Tableau 4.9 Fraction annuelle de chaque sous période du modèle	60
Tableau 4.10 Répartition saisonnière de la demande d'électricité	63
Tableau 4.11 Centrales nucléaires modélisées.....	66
Tableau 4.12 Centrales hydrauliques modélisées.....	67
Tableau 4.13 Centrales thermiques classiques de l'année de base modélisées.....	67
Tableau 4.14 Centrales thermiques classiques pour de nouvelles installations modélisées	69
Tableau 4.15 Coûts de la séquestration et du stockage de CO2.....	70
Tableau 4.16 Caractéristiques de centrales électriques avec capture du CO2	70
Tableau 4.17 Centrales fossiles avec dispositif de stockage modélisées.....	70
Tableau 4.18 Moyens de production d'origine renouvelable modélisés	71
Tableau 4.19 Piles à combustible modélisées.....	72
Tableau 4.20 Combustibles pour la filière nucléaire	74
Tableau 4.21 Combustibles modélisés	74
Tableau 4.22 Options d'approvisionnement en combustible	75
Tableau 4.23 Scénario de demande d'électricité	78
Tableau 4.24 Hypothèses de coût des ressources.....	78
Tableau 4.25 Résultats de production électrique en TWh.....	79
Tableau 5. 1 Décomposition saisonnière pour la France en 2000	87
Tableau 5. 2 Structure de la monotone.....	87
Tableau 5. 3 Caractérisation des segments.....	95
Tableau 5. 4 Coefficients des modes pour la France	98
Tableau 5. 5 Identifiants pour le découpage temporel.....	102
Tableau 5. 6 Variation de la fonction objectif.....	107
Tableau 5. 7 Impact de la production éolienne : promotion forte.....	110
Tableau 5. 8 Impact de la production éolienne : vision actuelle RTE.....	111
Tableau 5. 9 Impact de la production éolienne : pénalité en pointe.....	111
Tableau 5. 10 Intensité d'impact éolien par segment	112
Tableau 5. 11 Coefficients d'impact éolien par segment.....	113
Tableau 5. 12 Coefficients d'impact éolien par segment.....	116
Tableau 6.1 Caractéristiques de production électrique en Europe 2000	123
Tableau 6.2 Programme de sortie du nucléaire en Allemagne.....	126
Tableau 6.3 Capacités de production hydraulique considérées.....	129
Tableau 6.4 Capacités de production thermique considérées	130
Tableau 6.5 Capacités de production d'origine renouvelable en 2000	132

Tableau 6.6	Puissance éolienne totale installée 2003.....	132
Tableau 6.7	Matrices des échanges d'électricité 2000	133
Tableau 6.8	Capacités de transfert nettes considérées : Hiver	135
Tableau 6.9	Pertes des réseaux électriques.....	137
Tableau 6.10	Caractéristiques	138
Tableau 6.11	Répartition saisonnière de la demande par pays	138
Tableau 6.12	Identifiants de l'électricité produite et consommées dans chaque pays....	140
Tableau 6.13	Identifiants de l'électricité échangée par les interconnexions	141
Tableau 6.14	Technologies modélisées pour l'année de base.....	144
Tableau 6.15	Scénario de demande simulé	147
Tableau 6.16	Hypothèses de coût des ressources.....	148
Tableau 6.17	Evolution de la balance des échanges d'électricité de la France	151
Tableau 7. 1	Désagrégation de la demande.....	156
Tableau 7. 2	Liste des vecteurs énergétiques.....	158
Tableau 7. 3	Représentation des options d'approvisionnement	158
Tableau 7. 4	Nomenclature par secteur des émissions de CO2	158
Tableau 7. 5	Désagrégation technologique : secteurs résidentiel, tertiaire et transport	159
Tableau 7. 6	Nombre de technologies disponibles par usages industriels.....	166
Tableau 7. 7	Nombre de technologies disponibles pour la production de chaleur.....	167
Tableau 7. 8	Profil de retrait des technologies existantes	169
Tableau 8. 1	Hypothèses de prix du scénario de référence.....	172
Tableau 8. 2	Demande électrique du scénario de référence	172

ANNEXES

ANNEXE A : FAMILLES ET SOUS FAMILLES DE MODELES PROSPECTIFS

Les approches de modélisation prospective diffèrent selon le point de vue privilégié : économique, technologique ou climatique. Cette annexe rappelle de manière synthétique la description des principales familles et sous familles de modèles. Elle repose sur 5 références principales⁹⁵ :

- Un rapport du plan sur l'effet de serre et la modélisation économique [15] ;
- Le troisième rapport du GIEC [6];
- Une publication de l'AIE sur les exercices de modélisation [4];
- Un rapport de l'agence américaine de protection de l'environnement (EPA⁹⁶) sur le choix de plateformes de modélisation [16] ;
- Une publication de Parson et Fisher Vanden [17] pour la dimension climatique.

1. Les modèles économiques et l'approche descendante (Top down)

Ces modèles s'appuient sur différentes disciplines économiques: macroéconomie, économétrie, microéconomie. L'appellation « Top-down » traduit une perception du système énergétique à partir d'un nombre réduit de variables. Les choix énergétiques de chaque catégorie d'agent économique sont dans cette approche déterminés par des équations caractéristiques entre des paramètres économiques agrégés.

Modèles macro économétriques

Les modèles macro économétriques représentent le circuit économique dans son ensemble et décrivent les différents secteurs d'activité en considérant les interactions entre les ménages, les entreprises, l'emploi, les salaires, le système bancaire (épargne et investissement)... Ces modèles représentent une structure économique basée sur un équilibre entre l'offre et la demande par les quantités⁹⁷. Leur objectif est de reproduire un fonctionnement quasi « réel » de l'économie.

⁹⁵ De nombreuses publications ou sites Internet décrivent avec plus ou moins de détail, les caractéristiques relativement classiques des modèles rappelées, dans cette annexe. Ces 5 références en donnent une vision assez complète.

⁹⁶ Environmental protection Agency

⁹⁷ Cette représentation néo-keynésienne autorise pendant les phases d'ajustement des déséquilibres temporaires sous forme de sous utilisation des capacités de production ou d'existence de chômage involontaire.

Les préférences et les comportements des agents sont décrits à partir de tendances historiques validées sur des séries temporelles longues et, d'équations de comportement économétriques. Comme ces modèles procèdent par prolongement des tendances passées, ils n'autorisent pas de déviation marquée dans les modes de comportement et sont adaptés au court terme.

Le secteur énergétique est agrégé dans l'interdépendance entre la consommation globale d'énergie et la croissance économique⁹⁸. Le progrès technologique est incorporé au renouvellement du capital à travers des coefficients d'amélioration autonome de l'efficacité énergétique qui modifient la rentabilité du facteur énergie. Les choix économiques opérés et les ajustements nécessaires entre l'offre et la demande déterminent alors le profil énergétique.

Economie dans sa globalité
Secteur énergétique agrégé
Basé sur des données historiques
Modèles de court terme
Ajustement offre/demande par les quantités
Energie = f (PIB, quantité, prix, inflation,...)
Unités monétaires pour l'énergie
Relations non linéaires

Tableau 2.1 Caractéristiques des modèles macro économétriques

Modèles d'équilibre général calculable

Comme les modèles macro économétriques, les modèles d'équilibre général considèrent tous les secteurs de l'activité économique. L'équilibre entre l'offre et la demande sur tous les marchés dont ceux de l'énergie est réalisé en revanche, par un ajustement par les prix⁹⁹. Ces modèles ne représentent pas l'économie réelle, mais plutôt les conditions de réalisation d'un équilibre sur tous les marchés.

Les comportements des acteurs sont basés sur des principes micro-économiques et la plupart des paramètres sont calibrés sur quelques années plutôt que déduits de séries temporelles longues. Ici aussi, le secteur de l'énergie est agrégé et l'évolution des

⁹⁸ Les relations d'interdépendance concernent les effets prix, les effets revenus et les relations de substitutions et/ou de complémentarité entre facteurs.

⁹⁹ Dans cette représentation néoclassique qui suppose l'existence d'un équilibre calculable, l'économie est représentée à différents stades d'équilibres souhaitables. Ces modèles ne prennent donc pas en compte de déséquilibres temporaires.

performances technologiques est le plus souvent matérialisée par un coefficient d'amélioration autonome de l'efficacité énergétique.

Economie dans son sa globalité
Secteur énergétique agrégé
Données calibrées sur une année
Modèles de moyen/long terme
Ajustement offre demande par les prix
Energie = f (PIB, prix, quantité, inflation,...)
Unités monétaires pour l'énergie
Relations non linéaires

Tableau 2.2 Caractéristiques des modèles d'équilibre général

Modèles input output

Les modèles input output désagrègent une valeur globale donnée pour chaque secteur et à partir d'équations simples. Ils s'apparentent à des modèles économétriques simplifiés avec une vision statique des interrelations entre secteurs [15]. A partir par exemple d'un scénario de croissance globale, ces modèles déduisent les prévisions sectorielles de croissance et déterminent alors les niveaux de demande (demande d'énergie entre autres) correspondants par des matrices de coefficients techniques. Le secteur de l'énergie est ainsi intégré dans une structure économique détaillée mais les déterminants de la demande d'énergie restent agrégés.

Economie dans son ensemble
Secteur énergétique agrégé
Approche statique, équations à coefficients fixes
Modèles court terme
Pas de confrontation offre demande
Energie = f (PIB, quantité, prix, inflation,...)
Unités monétaires pour l'énergie
Relations linéaires

Tableau 2.3 Caractéristiques des modèles input output

Modèles d'équilibre partiel

Les modèles d'équilibre partiel représentent uniquement le secteur de l'énergie pour lequel ils décrivent l'équilibre de l'offre et de la demande. L'économie n'est pas modélisée dans son ensemble, mais la désagrégation du secteur énergétique (côté de l'offre) est plus importante que dans les modèles macroéconomiques précédents. L'équilibre offre

demande par les prix sur les marchés énergétiques permet de déterminer de manière endogène les coûts et les quantités des formes d'énergie disponibles.

Modélisation du secteur énergétique
Secteur énergétique relativement désagrégé du côté de l'offre
Ajustement par les prix
Energie = f (PIB, prix, inflation,...)
Unités monétaires
Relations non linéaires

Tableau 2.4 Caractéristiques des modèles d'équilibre partiel

2. Les modèles technologiques et l'approche ascendante (Bottom-Up)

L'appellation « bottom-up » traduit une perception du système énergétique à partir d'un grand nombre de variables technologiques ; les données technologiques désagrégées sont progressivement agrégées pour traduire les choix énergétiques de chaque catégorie d'agent. Les méthodes utilisées se différencient par la complexité numérique (la taille et le nombre de sous secteurs) et les choix de méthodes de résolution.

Modèles de demande

Les modèles de demande peuvent être assimilés à des équivalents techniques des modèles input output en ce qu'ils déclinent une demande globale en demandes sectorielles à partir de relations simples. Le secteur de l'énergie est désagrégé dans une perspective statique par des coefficients d'équipements par catégories d'agents. C'est une méthode de ventilation sectorielle où les demandes sont déterminées isolément¹⁰⁰. Cette approche s'appuie sur la structure technique du système énergétique. Les tendances historiques restent néanmoins présentes dans les équations de ventilation sectorielles.

¹⁰⁰ Les effets de système qui correspondent à des interactions non additives entre secteurs ou déterminants de demande sont peu représentés. Le secteur de l'énergie fonctionnant comme un système, l'un des risques dans l'évaluation de politiques de réduction est alors l'apparition de doubles comptes.

Modélisation technologique du système énergétique
Secteur énergétique désagrégé
Approche statique et relations simples de simulation
Modèles moyen terme
Pas de confrontation offre demande
Energie = Nombre* Efficacité moyenne* Usage
Unités énergétiques
Ventilation de la demande globale en demandes sectorielles

Tableau 2.5 Caractéristiques des modèles de demande

Modèles d'optimisation dynamique

Cette catégorie de modèles décrit une structure énergétique flexible où les échanges de flux d'énergie et les équations d'équilibre de ces flux lient structurellement les technologies. N'importe quelle centrale électrique peut par exemple, dans cette approche, être liée à n'importe quel équipement électrique par le biais de l'électricité produite d'une part et consommée d'autre part. Les choix technologiques ne sont ainsi pas figés par des équations fixes, et peuvent être optimisés en fonction de différentes conditions de fonctionnement (scénarios) du système. Les modèles d'optimisation s'appuient alors sur cette structure énergétique désagrégée et flexible pour minimiser un critère qui est généralement le coût total du système.

Ces modèles permettent des déviations importantes par rapport aux tendances historiques. D'un point de vue économique, ce sont plutôt des modèles d'équilibre partiel et le bouclage macroéconomique avec les autres domaines de l'activité économique est généralement faible. Le modèle MARKAL fait partie de cette catégorie de modèle.

Modélisation technologique du système énergétique
Secteur énergétique désagrégé
Approche flexibles et interactions complexes
Modèles moyen/long terme
Equilibre offre demande
Energie = Nombre* Efficacité moyenne* Usage
Unités énergétiques
Calcul d'un optimum à partir d'un panier de technologies

Tableau 2.6 Caractéristiques des modèles d'optimisation

Les modèles de simulation

Les modèles de simulation sont à mi-chemin entre les modèles de demande et les modèles d'optimisation. La représentation relativement flexible du système énergétique,

les rapproche des modèles d'optimisation ; le système n'est cependant pas optimisé. Leur représentation peut aussi être rapprochée de celle de modèles de demande avec des équations plus flexibles où tous les coefficients ne sont pas fixés. Le modélisateur a alors à charge d'ajuster ces coefficients¹⁰¹ pour calculer une situation qu'il suppose réaliste sans qu'elle soit optimale. La représentation proposée par ce type de modèles traduit ainsi, dans des scénarios, des tendances consensuelles et l'approche adoptée est alors celle de la simulation à moyen terme de conditions proches de la réalité.

Modélisation technologique du système énergétique
Secteur énergétique désagrégé
Approche flexible et interactions complexes
Modèles moyen terme
Ajustement offre demande
Energie = Nombre* Efficacité moyenne* Usage
Unités énergétiques
Simulation d'un scénario à partir d'un panier de technologies

Tableau 2.7 Caractéristiques des modèles technologiques de simulation

3. Les modèles IAM¹⁰² : approche climatique

Les modèles IAM représentent les déterminants technico-économiques des émissions aussi bien que les impacts environnementaux dans une approche que l'on peut qualifier de « puits à l'atmosphère ». Les principales étapes de la modélisation intégrée sont la réalisation d'un modèle de calcul des émissions (approches économiques ou technologiques), celle d'un modèle climatique de diffusion et de concentration atmosphérique et enfin celle d'un modèle d'impact [17] [22]. Les principes de modélisation permettent de distinguer différents types de modèles IAM.

Optimisation	Evaluation
Modèles coûts-avantages	Projection déterministe
Modèles d'objectif	Projection stochastique
Modèles d'incertitude	

Tableau 2.8 Classification des modèles IAM

Source : Troisième communication du GIEC [6]

¹⁰¹ Notamment les préférences des consommateurs et les parts de marché des technologies.

¹⁰² Integrated Assessment Models

Les modèles d'optimisation minimisent un objectif de coût total, ou maximisent un bien être collectif :

- Les modèles coûts - avantages recherchent un optimum qui équilibre les coûts des mesures mises en œuvre et les avantages escomptés (en terme d'amélioration ou de préservation de la santé ou des écosystèmes).
- Les modèles d'objectif optimisent les chemins d'émission (pour réaliser un objectif fixé) en considérant la réponse du système climatique et les aspects cumulatifs sur plusieurs périodes de temps. Les niveaux d'émission intermédiaires par période font partie des variables de décision. La question posée est : comment obtenir de manière optimale, un niveau donné d'émissions cumulées dans l'atmosphère, et sur plusieurs années ? L'approche est du type coût efficacité.
- Les modèles d'incertitude cherchent une solution optimale en prenant en compte l'incertitude sur les données numériques par le biais, par exemple, d'évolution de certains paramètres dans des plages, par opposition à des valeurs de paramètres fixes [20].

Les modèles d'évaluation calculent l'état futur du système en recherchant plus la description de conditions réelles que la définition d'une situation optimale. Ils se distinguent en approche déterministe ou stochastique pour permettre la prise en compte, d'incertitudes liées aux modifications du climat.

Une autre classification proposée par Rothmans et Van Asselt [20] distingue :

- Les modèles à dominante macro-économique d'inspiration néoclassique (modèles d'équilibre) qui détaillent peu les phénomènes physiques.
- Les modèles axés sur la biosphère qui représentent plus en détail les phénomènes géophysiques et biochimiques avec une image souvent moins fine du système socio-économique.

Ces classifications ne sont toutefois pas exclusives et, l'augmentation des capacités de calcul contribue à les rapprocher. L'un des axes de développement les plus prometteurs de ces modèles est l'intégration de modélisations à des échelles géographiques locales notamment du fait d'une plus grande sensibilité politique. La difficulté est alors la précision escomptée sur des maillages plus faibles.

ANNEXE B : METHODE DE CALCUL DU LOLE

Un rapport [38] du gestionnaire de réseau de transport irlandais, Eirgrid, fournit un exemple simplifié illustrant de façon claire les principes de calcul du LOLE (Lost Of Load Expectation) :

Soient trois capacités A (10 MW), B (20 MW) et C (50 MW) devant répondre à une demande de 55 MW pour une heure précise, et leurs probabilités d'arrêt forcé :

	Capacité (MW)	Proba arrêt forcé	Proba disponibilité
A	10	0.05	0.095
B	20	0.08	0.92
C	50	0.01	0.9

Tableau 3. 2 Disponibilité des centrales

Pour calculer le LOLE il faut alors :

- Envisager tous les états du monde possibles et le nombre de MW disponibles ;
- Evaluer la probabilité que ces états se produisent ;
- Additionner les probabilités pour lesquelles l'équilibre n'est pas assuré.

Tous les scénarios pour lesquels la capacité de production est inférieure à la demande constituent le paysage de défaillance. La somme de la probabilité de ces situations définit la probabilité de défaillance pour cette heure.

Etats	Unités en service	Capacité en service (MW)	Probabilité	Capacité de Satisfaction de la demande	Probabilité de défaillance (LOLE)
1	A,B,C	80	$0.95 \times 0.92 \times 0.9 = 0.7866$	Succès	0
2	B,C	70	$0.05 \times 0.92 \times 0.9 = 0.0414$	Succès	0
3	A,C	60	$0.95 \times 0.008 \times 0.9 = 0.0684$	Succès	0
4	C	50	$0.05 \times 0.08 \times 0.9 = 0.0036$	Echec	0.0036
5	A,B	30	$0.095 \times 0.92 \times 0.1 = 0.0874$	Echec	0.0874
6	B	20	$0.05 \times 0.92 \times 0.1 = 0.0046$	Echec	0.0046
7	A	10	$0.95 \times 0.08 \times 0.1 = 0.0076$	Echec	0.0076
8	Aucune	0	$0.05 \times 0.08 \times 0.1 = 0.0004$	Echec	0.0004
Total			1		0.1036

Tableau 3. 3 Calcul du LOLE

Source : Eirgrid [38]

Soit pour cette heure, une contribution au LOLE annuel d'environ 6 mn ($10, 36 \% \times 1 \text{ h}$). Un calcul identique pour toutes les heures permet d'obtenir la valeur du LOLE sur l'année.

ANNEXE C : LE TAUX D'ACTUALISATION

L'actualisation des flux futurs est nécessaire lorsque l'on veut comparer et manipuler des dépenses et des recettes étalées sur plusieurs années. En effet, un montant de 100€¹⁰³ dépensé en 2000 ou en 2020, possède deux « valeurs » différentes pour une décision à prendre en 2000. Le paramètre qui permet de ramener en valeur actuelle les flux intervenants à différents horizons de temps est le taux d'actualisation.

$$V(0,n) = \frac{V(n,n)}{(1+a)^n}$$

où

$V(n,n)$ est la valeur à l'année n du flux financier courant à l'année n ;

$V(0,n)$ est la valeur actuelle à l'année 0 du flux financier de l'année n ;

a est le taux d'actualisation.

Cette formule d'actualisation traduit donc une dépréciation dans le temps. Comme l'illustre la figure ci dessous, un taux de 8% conduit à diviser par 10 la valeur courante d'un flux effectif dans 30 ans pour obtenir sa valeur actuelle. Le niveau retenu pour le taux d'actualisation est alors d'une grande importance¹⁰⁴ dans la détermination de la valeur actuelle nette globale, puisque les investissements interviennent dans les premières années et les recettes plus tard.

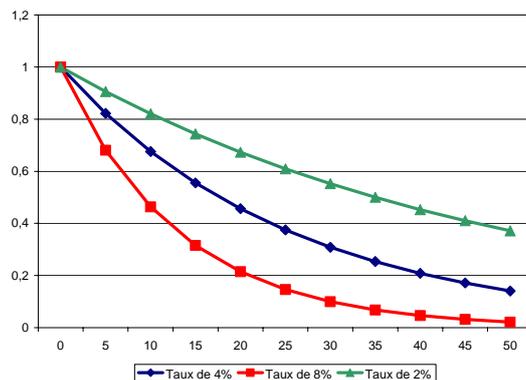


Figure D.1 Coefficient multiplicateur des flux pour l'actualisation

¹⁰³ En euros constants, donc sans effet de l'inflation

¹⁰⁴ D'autant plus important qu'on s'intéresse au long terme comme pour le démantèlement des centrales nucléaires (40-60 ans), l'après enfouissement des déchets nucléaires (plusieurs centaines d'années) ou les conséquences du changement climatique.

La première question posée par ce taux est d'ordre éthique : est-il acceptable d'actualiser par rapport aux générations futures ? La réponse adoptée aujourd'hui pour le calcul économique reconnaît une nécessité d'actualiser (quitte à utiliser un taux faible) justifiée¹⁰⁵ par :

- La réalité d'une préférence pour le présent chez les agents économiques (valable à priori pour cette génération comme pour les autres) ;
- Le fait que les investissements sont évalués voire consentis par la génération actuelle.

La deuxième question est alors le choix du taux d'actualisation c'est-à-dire, sa valeur et sa justification. Un rapport du sénat [65] évoque à ce titre un caractère politique, et un choix « méta- éthique » puisque aucun taux ne peut satisfaire tous les points de vue.

Méthodes de calcul du taux d'actualisation

La problématique du taux d'actualisation est abordée dans plusieurs rapports officiels français. La synthèse proposée ici s'appuie sur :

- La section consacrée à ce taux dans le document sur les hypothèses de cadrage des coûts de référence de la production électrique [118] ;
- L'annexe 8 du rapport d'étude prospective de la filière nucléaire du sénat [65] ;
- Un récent rapport du Commissariat Général au Plan dédié à la révision de ce taux [117].

Formulation théorique

Böhm-Bawerk et Cline ont formalisé le taux d'actualisation comme la somme d'un effet de préférence pure pour le présent et d'un effet richesse pour les générations futures.

Le taux de préférence pure pour le présent traduit l'impatience des agents, c'est-à-dire le fait que l'utilité retirée d'une consommation immédiate est supérieure à celle retirée d'une consommation dans le futur. L'effet richesse traduit l'amélioration des conditions (économiques) de vie des générations futures grâce notamment à la croissance économique et au progrès. Ramené au niveau de vie courant, un effort supplémentaire à faire aujourd'hui pour améliorer un futur plus favorable (en omettant cette préférence par exemple) est donc moins justifié. Cet effet richesse est calculé par le produit du taux

¹⁰⁵ Ne pas actualiser serait donc à l'inverse injuste pour la génération actuelle.

de croissance du revenu par tête et d'une élasticité de l'utilité marginale de la consommation.

$$a = \delta + \gamma \cdot \mu$$

où

δ est le taux de préférence pure pour le présent ;

γ est l'élasticité de l'utilité marginale de la consommation ;

μ est le taux de croissance moyen du revenu.

Les valeurs retenues par le rapport du Plan pour ces différents paramètres et pour la France sont de 1% pour la préférence pure, 2% pour l'élasticité marginale de la consommation et 2% pour la croissance long terme. Elles conduisent à un taux d'actualisation de 5%.

Approche par des taux de référence

Le taux d'actualisation peut être approché par le rendement marginal des investissements privés. Cette vision est justifiée par le fait que les investissements publics ou privés sont en compétition pour accéder aux capacités de financement. Cette contrainte financière entraînerait donc, pour un taux d'actualisation inférieur au rendement des capitaux industriels, l'éviction¹⁰⁶ d'investissements plus rentables. Ce raisonnement a soutenu le taux de 8% en vigueur en France depuis 1985 : 6% de rentabilité marginal du capital et 2% de prime de risque.

Une seconde approche affirme que la contrainte financière est faible lorsque la possibilité d'emprunter sur les marchés mondiaux de capitaux est considérée. Le taux de rendement du capital sur le long terme peut alors aussi servir à approcher le taux d'actualisation. Ce raisonnement conduit à un taux d'environ 4% en moyenne. La portée de cette méthode est limitée notamment par les fluctuations significatives à moyen terme des taux en Europe et l'inexistence d'actifs sans risque sur le long terme (au-delà de 30 ans).

Evolution du taux d'actualisation dans le temps

Le taux d'actualisation a traditionnellement été maintenu constant sur toutes les périodes pour le calcul économique. Si ce choix est toujours fait dans la quasi totalité des

¹⁰⁶ L'état peut se substituer partiellement ou pas, à des actions où l'initiative privée fait défaut ; un point contestable de l'argumentation est de fait l'ampleur et la réalité de cet effet d'éviction.

publications officielles, les rapports du Sénat et du Plan précités proposent un raffinement de l'actualisation à travers une valeur décroissante dans le temps.

A partir de la formulation théorique du taux d'actualisation, la première approche, approche avancée dans le rapport du Sénat, se préoccupe de l'horizon sur lequel une préférence pure pour le présent est valide. Cette préférence pure traduisant l'impatience de la génération actuelle, sa prise en compte est limitée à la « durée de vie aux affaires » de cette génération estimée à 30 ans. Le taux d'actualisation théorique précédent¹⁰⁷ passerait ainsi de 5% à 4% en 30 ans.

Une seconde motivation pour une évolution dans le temps, est présentée dans le rapport du Commissariat au Plan. Elle s'appuie sur les probabilités pour décrire l'incertitude sur la croissance économique et donc sur l'effet richesse : le taux d'actualisation est alors reformulé comme une moyenne pondérée d'exponentielles.

$$a(t) = -\frac{1}{t} * \ln \left[\sum_{i=1}^N p_i e^{-(\delta + \gamma \cdot \mu_i)t} \right]$$

où

N est le nombre d'états de richesse considérés ;

p_i est la probabilité de l'état de richesse *i* ;

μ_i est le taux de croissance moyen du revenu décrivant l'état de richesse *i*.

On retrouve bien avec cette formulation et pour une situation de croissance certaine, l'écriture simple initiale. Dans le cas d'incertitude forte, cette nouvelle écriture fonde la justification théorique d'une décroissance dans le temps du taux par rapport à l'hypothèse haute de croissance de la richesse. Le rapport du Plan retient en pratique : « un taux d'actualisation de 4% décroissant à partir de 30 ans¹⁰⁸ pour atteindre légèrement plus de 2% dans un horizon de 500 ans ». Sur un horizon de 50 ans, la valeur du taux atteint environ 3,3%.

¹⁰⁷ Dans ce rapport le taux de préférence pure est estimé à 3% et l'effet richesse à 3%. L'évolution dans le temps y est donc 6% de 2000 à 2030 puis 3% au-delà.

¹⁰⁸ Date à laquelle l'incertitude est réputé prépondérante.

Le taux d'actualisation et la modélisation énergétique

Le choix pratique d'une valeur pour la prospective d'ensemble

Les débats sur le taux d'actualisation ont surtout été animés par la valeur à retenir pour l'évaluation des investissements publics. Pour une série d'investissements que l'état devrait consentir le taux d'actualisation public¹⁰⁹ s'impose. L'évaluation prospective à partir de modèles énergétiques ne s'inscrit cependant pas toujours dans ce cadre. Lorsqu'elle concerne l'évaluation dans une optique privée, le choix du rendement du capital industriel est le plus pertinent.

La question du choix du taux d'actualisation est plus délicate lorsqu'il s'agit d'évaluer sur le long terme, des conséquences pour la collectivité de choix effectués dans un contexte privé ou lorsqu'on prend en considération le fait que certaines décisions telles que les infrastructures relèvent d'investissements publics et d'autres telles que les équipements d'investissements privés. Faut-il par ailleurs dans ce second cas, différencier la décision privée pour les équipements dans les secteurs de demande de celle des secteurs de production ?

Le choix fait au cours de cette thèse a été de conserver le taux d'actualisation de 8% retenu dans scénario énergétique de référence de la DGEMP par simplicité et pour faciliter la comparaison.

Effet du taux d'actualisation sur les résultats MARKAL

Le taux d'actualisation atténue fortement l'importance des flux les plus éloignés dans le temps. Un premier effet est alors que les investissements sont consentis le plus tard possible et, à la limite, uniquement lorsque certaines contraintes (équilibre des flux ou autres contraintes utilisateur) sont saturées. Cet effet qui peut conduire à des investissements massifs aux périodes contraintes¹¹⁰, peut si nécessaire être limité par des contraintes définies sur les périodes intermédiaires, des limites sur les volumes d'investissement à chaque période, ou par un profil de croissance maximal des parts de marché de certaines technologies...

En dehors de la séquence des coûts totaux sur chaque période, chaque technologie génère aussi des dépenses étalées dans le temps. L'actualisation affecte différemment ces coûts et donc la compétition entre technologies.

¹⁰⁹ Fonction du pays et de la méthode de calcul retenue pour ce taux d'actualisation public.

¹¹⁰ Courant pour des scénarios contraints à une date éloignée comme par exemple une baisse forte des émissions de CO₂ en 2050.

Comparaison de deux options pour une durée de vie de 30 ans				
€	Investissement	Coûts annuels	Valeur actuelle nette à 4%	Valeur actuelle nette à 8%
Proj A	1000	50	1864,602	1562,889
Proj B	200	100	1929,203	1325,778

Tableau D.1 Impact du taux d'actualisation sur la compétition entre deux options

Le tableau ci-dessus illustre l'impact du taux d'actualisation sur la comparaison à 30 ans entre deux options caractérisées par des niveaux différents de coûts d'investissement à la première période et de coûts annuels. Quelque soit le taux d'actualisation les investissements ne sont pas affectés. Avec un taux d'actualisation à 4%, les flux futurs sont modérément dépréciés. L'avantage du projet A est donc valorisé. Pour un taux d'actualisation à 8% les flux futurs sont très atténués. Le désavantage du projet B est fortement masqué. Cet exemple simple montre alors l'effet du taux d'actualisation sur la compétition technologique en fonction de la durée de vie des installations, des coûts d'investissements et des dépenses annuelles.

L'effet dans MARKAL est plus complexe avec la décomposition des coûts annuels en coûts fixes et variables (un lien avec les niveaux d'utilisation à chaque période qui sont optimisés) et l'évolution possible des coûts de combustible.

Dans l'approche statique¹¹¹ proposée par l'étude sur les coûts de référence, la compétition entre cycles combinés à gaz et centrales à charbon pulvérisé peut ainsi être inversée en fonction du taux d'actualisation toutes choses égales par ailleurs.

Coûts de production TTC €/MWh pour une installation en 2007 et pour 6000h			
	Taux actu 8%	Taux actu 3%	Coût combustible
Cycle combiné gaz	41,7	38	3,3\$/Mbtu
Charbon pulvérisé	45,9	36,2	35 \$/t

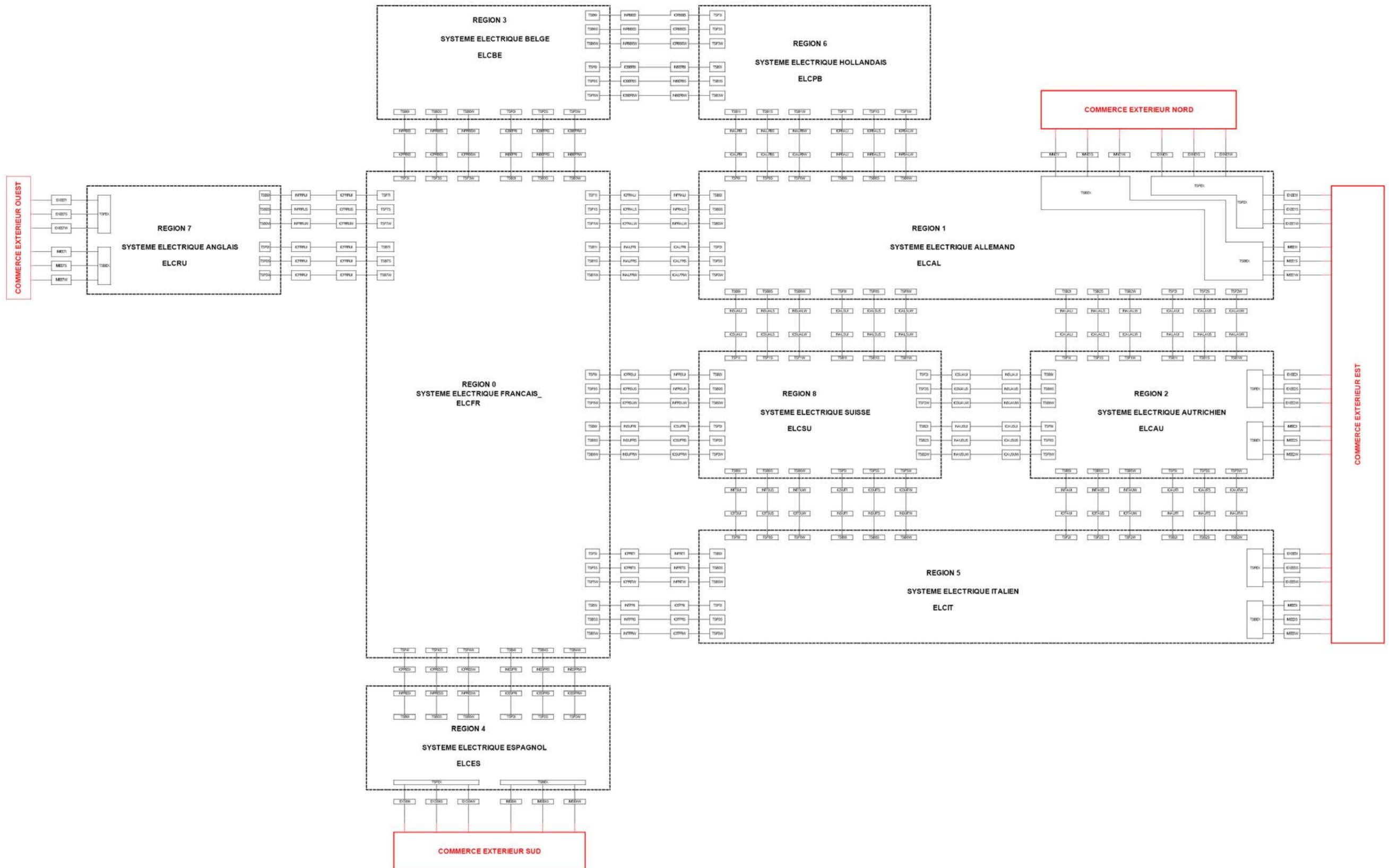
Tableau D.2 Coûts de production d'électricité

Source : Coût de référence de la production électrique [54]

Ce tableau rappelle que le taux d'actualisation a pour objectif premier le calcul économique : il est en effet moins évident d'affirmer qu'un taux d'actualisation faible qui favorise le charbon par rapport au gaz, favorise l'intérêt des générations futures. Si on peut rétorquer au commentaire précédent que les nuisances environnementales ne sont pas valorisées, il s'agit alors plus d'une question de représentation du problème que d'un problème de taux d'actualisation.

¹¹¹ Pour des durées de fonctionnement annuel égales et constantes sur toute la durée de vie.

ANNEXE D : STRUCTURE DU MODELE ELECTRIQUE EUROPEEN



MODELISATION MARKAL POUR LA PLANIFICATION ENERGETIQUE LONG TERME DANS LE CONTEXTE FRANCAIS

Résumé

Dans une problématique énergétique marquée par des contraintes environnementales et de disponibilité des ressources primaires croissantes, le potentiel d'ajustement offert par les technologies fait partie des leviers les plus prometteurs sur le long terme. Les modèles de prospective énergétique constituent alors des supports précieux à l'analyse chiffrée de scénarios énergétiques alternatifs. Pour l'évaluation des choix technologiques futurs, la modélisation de type MARKAL s'avère particulièrement adaptée. Elle détermine une structure technologique optimale sous diverses contraintes, à partir d'une représentation explicite d'un ensemble d'options techniques actuelles et futures pour l'offre et la demande d'énergie.

Dans cette thèse nous réalisons une série de modèles de prospective énergétique pour le système énergétique français et nous proposons une nouvelle approche pour améliorer la représentation classique des systèmes électriques dans MARKAL. Les améliorations proposées portent sur le besoin de flexibilité pour le suivi de la courbe de charge, et sur l'impact de la production éolienne sur les choix de moyens de production.

Le travail de modélisation effectué comporte un modèle électrique flexible, un modèle électrique ouest européen multirégional, un modèle global du système énergétique français.

Mots clés : Système énergétique français, modèles énergétiques, MARKAL, besoin de flexibilité des systèmes électriques, échanges électriques européens.

MARKAL MODELLING FOR LONG TERM ENERGY PLANING IN THE FRENCH CONTEXT

Abstract

In a global energy context characterized by increasing environmental and resource availability constraints, the adjustment potential offered by energy technologies is among the most promising options in the long term. Long term energy models are then precious supports for quantitative assessment of alternative energy scenarios. Among them, MARKAL type models are particularly suited to evaluate future technical choices. Based on an explicit description of existing and future supply and demand technologies, this modelling approach computes an optimal technical structure under various constraints.

In this thesis we realise a set of prospective energy models dedicated to the French energy system and we propose a new approach to enhance the classic description of electric systems in MARKAL. The proposed enhancements deal with the need for flexibility for load following, and with the impact of wind power production on power plant selection.

The modelling work includes a flexible electricity model, a multiregional west European electricity model and a global model of the French energy sector.

Key words: French energy system, energy models, MARKAL, flexibility needs of electric systems, European electricity exchanges.

Laboratoire d'accueil : Centre de Mathématiques Appliquées – Ecole des Mines de Paris
Rue Claude Daunesse – BP207 – F-06904 Sophia Antipolis Cedex

Thèse présentée par : ASSOUMOU Edi le : 22 juin 2006

Discipline : « Economie et Finance » - Ecole des Mines de Paris
