



**Direction générale et des matières
premières
Observatoire de l'énergie
Ministère de l'économie, des
finances et de l'industrie**

**Direction de la prévention des
pollutions et des risques
Direction des études économiques
et de l'évaluation
environnementale
Ministère de l'écologie et du
développement durable**

Scénario énergétique à 2030 avec contrainte carbone pour la France

(novembre 2005)

Le scénario proposé se fonde sur le scénario «de référence à caractère tendanciel», à l'horizon 2030 qui a été communiqué en juin 2004 à l'AIE (Agence internationale de l'énergie), conformément à l'engagement de la France vis-à-vis de cette Agence de communiquer un tel scénario lors de la revue en profondeur 2003-2004 de la politique énergétique française. Le «scénario de référence à caractère tendanciel» a été également communiqué à la Commission européenne dans le cadre des travaux du programme CAFE (Clean Air for Europe).

Le présent scénario consiste à introduire une taxe carbone ce qui revient à internaliser un prix du carbone dans le prix des énergies au consommateur final. Il en résulte une modification des équilibres sectoriels selon deux mécanismes :

- via les élasticités-prix des fonctions de demande
- via la compétition entre technologies alternatives lors du remplacement et des extensions des équipements de production (et de consommation dans certains cas : technologies très basses consommatrices d'énergie).

Cette démarche reprend celle des deux scénarios de référence présentés dans le cadre du programme CAFE : l'un baptisé «sans mesures de politique climatique» identique au scénario préparé pour la DG transports et énergie dans le cadre du groupe de travail effet de serre (WG-2) et l'autre baptisé «avec mesures de politique climatique». Dans le cadre du scénario proposé, les niveaux de la taxe carbone ont évolué de la manière suivante : 12 € par tonne de CO₂ en 2010, 16 € en 2015 et 20 € en 2020. Ensuite, il reste constant jusqu'à 2030. Ces niveaux sont ceux adoptés dans le cadre du scénario CAFE.

La première partie rappelle les principes et les hypothèses du scénario tendanciel. La deuxième partie présente les caractéristiques du scénario avec introduction d'une contrainte carbone. Les parties suivantes présentent les résultats comparés des deux scénarios. A l'annexe 1 figurent les bilans de l'Observatoire de l'énergie sans et avec contrainte carbone.

1. Rappel sur la démarche du scénario tendanciel

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

- toutes les mesures déjà prises, notamment dans le domaine de la réglementation et des accords volontaires sont réputées pleinement suivies d'effet dans le scénario tendanciel : autrement dit l'Etat prendra en tant que de besoin toute mesure d'accompagnement rendues nécessaires pour contre-carrer les défauts d'application et les effets-rebond (sagesse conventionnelle);

- ces mesures sont réputées conformes aux Directives européennes déjà en application ; les nouvelles Directives à venir n'entrent pas dans le champ du tendanciel ; le respect strict des engagements internationaux s'applique de-facto, mais la France n'exclut pas le recours aux instruments de flexibilité en tant que de besoin.

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

1.1. Rappel des principales hypothèses macroéconomiques

Dans l'optique de bâtir un scénario tendanciel selon des contraintes de modélisation technico-économiques, il a été considéré que les principales hypothèses structurantes devaient être aussi simples que possible. Elles ont été fixées comme suit sur 2004-2030 :

- croissance économique de +2,3% par an déclinée par secteur selon des projections à 2020 établies en 1998 par le BIPE (Club « DIVA ») et prolongées à « dire d'experts » avec l'aide des différents départements ministériels plus particulièrement concernés ; un tel taux ne doit pas être confondu avec un taux de croissance « potentiel » du PIB qui serait inférieur de près de moitié

Tableau 1. Hypothèses de croissance par secteur, scénario tendanciel

	2001-2010	2010-2020	2020-2030
PIB	2,3%	2,3%	2,3%
Industrie	2,0%	2,0%	2,0%
Agriculture	1,2%	1,2%	1,2%
BTP	1%	1%	1%
Tertiaire	2,5%	2,5%	2,4%

- croissance démographique en ralentissement : +0,3% par an en moyenne pour la France métropolitaine, mais +0,7% pour le nombre de ménages et stabilité pour la population active (hypothèse dite « centrale » de l'INSEE publiée en 2003);

Tableau 2. Population et nombre de personnes par ménage

	2010	2020	2030
Population	61,1	62,7	63,9
0-19 ans	24%	23%	21%
20-59 ans	53%	50%	47%
60 ans et plus	23%	27%	31%
Ménages (en millions)	26,3	28,8	29,5
Population active	27,2	27,3	26,5

- parité de taux de change entre l'euro et le dollar;
- prix du Brent égal à 30 \$ par baril (dollar constant de 2003) ;
- prix international du gaz naturel égal à 4,0 \$/MBtu (« indexation » sur le prix du brut) ;
- prix international du charbon compris entre 40 et 50 \$/t ;
- taux d'actualisation égal à 8% (en réel);
- séquestration du carbone : non prise en compte à l'horizon 2030;

- directive 2003/87 du 13 octobre 2003 sur l'échange de quotas d'émission de GES: non prise en compte, dans l'incertitude sur la quantification de ses effets.

1.2. Hypothèses sectorielles

1.2.1. Hypothèses sur la demande

1. **Transport** : l'accord ACEA-2010 (140 g CO₂/v-km) s'applique pleinement à la France, dès 2008, mais l'étape suivante (120 g CO₂ en 2012) n'est pas prise en considération; la climatisation, qui ne fait pas partie de l'accord ACEA, est prise en compte en ajoutant une surconsommation (5% au départ, un gradient croissant ensuite) qui tient compte de la concurrence vitesse/climatisation dans le partage de l'énergie utile fournie par le moteur.

2. **Industrie** : les accords volontaires signés dans le cadre d'AERES sont réputés respectés.

3. **Résidentiel/Tertiaire** : RT 2000 et RT 2005 sont pleinement appliquées avec un délai d'apprentissage de cinq ans et les Pouvoirs Publics font en sorte de conjurer les risques d'effets rebond, surtout par des mesures coercitives (contrôle/sanction); la directive sur l'efficacité énergétique dans les bâtiments est supposée s'appliquer.

1.2.2. Hypothèses sur l'offre d'énergie

1. Électricité :

- **solde exportateur** d'électricité calculé sur 2004-2030 selon un modèle d'optimisation européenne développé par RTE;

- **part d'électricité d'origine «renouvelable** » dans la consommation : taux de 21% d'électricité prévu par la directive 2001/77 du 27 septembre 2001 atteint en 2010, mais ensuite conforme à un profil « tendanciel » jusqu'en 2030, avec la contrainte de ne pas diminuer en quantité l'électricité ainsi produite;

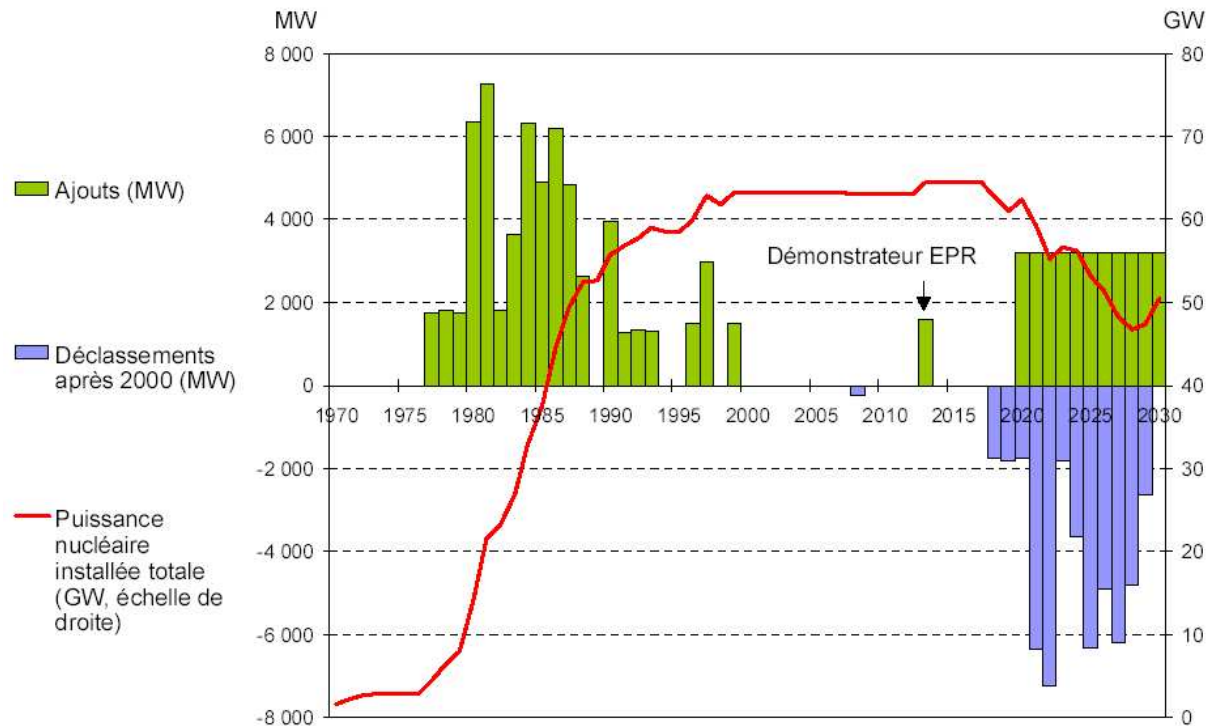
- **coûts de référence** de la production d'électricité: ceux de l'étude DIDEME parue en 2003 pour les moyens centralisés ;

- **contraintes environnementales** : la directive « GIC » pour les installations d'électricité s'applique pleinement;

- **nucléaire** : le taux moyen de disponibilité des centrales progresse entre 2003 et 2010 pour atteindre 85% ; Eurodif est remplacé par l'ultracentrifugation à partir de 2015; les centrales nucléaires sont supposées s'arrêter dès qu'elles atteignent 40 ans de durée de vie (en 2017, par exemple, pour la centrale de Fessenheim) ; le remplacement des centrales ne se fait pas systématiquement mais conformément au schéma ci après : mise en service de deux nouvelles tranches EPR2 par an, soit 3 200 MW par an, à compter de 2020, après un « démonstrateur » mis en service en 2013, de sorte qu'en fin de période la puissance totale installée est d'environ 51 GW (contre 63 GW en 2003) ; le solde du parc de production d'électricité est calculé à l'aide du modèle

d'optimisation de RTE, avec les contraintes précitées sur l'électricité d'origine ENR et des contraintes d'infrastructures pour l'électricité au gaz.

Graphique 1. Évolution du parc nucléaire français selon les hypothèses du scénario tendanciel DGEMP-OE (2004)



2. **Gaz** : dans la limite de l'exercice considéré, il est supposé que les besoins en gaz seront satisfaits, dans les conditions économiques précitées, sans difficultés d'approvisionnement autres que des limitations sur les infrastructures (stockage, terminaux méthaniers, conduites de gaz) et le souci de diversification des opérateurs.

3. **Raffineries** : activité calculée sur 2004-2030 selon un modèle d'optimisation européenne développé par l'IFP qui prend en compte les projets d'investissements récemment décidés par les raffineurs.

4. **Biocarburants** : taux d'incorporation de 3% dans les carburants (hors carburéacteurs) d'ici 2030 (à comparer à moins de 1% en 2003). Le scénario ne prend pas en compte les annonces récentes relatives au pourcentage d'incorporation des biocarburants. Le scénario tendanciel prend en compte les mesures jusqu'au 31 décembre 2003.

1.2.3. Hypothèses technico-économiques

Les hypothèses concernant l'évolution de l'efficacité énergétique et des consommations unitaires résultent de dires d'expert recueillis notamment à partir de la consultation des ministères concernés et de l'ADEME, avec validation par un

«Comité de liaison » installé par la DGEMP. Ces hypothèses sont détaillées dans le rapport établi avec le consultant Enerdata.

2. L'introduction de la contrainte carbone

2.1. les modèles utilisés

Ce scénario s'appuie sur les modèles utilisés pour la construction du scénario tendanciel 2030 de la DGEMP : Med-Pro pour les investigations fines de la demande énergétique, POLES pour la mise en perspective européenne et la prise en compte de la contrainte carbone.

1. Le modèle technico-économique MEDEE

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

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

Cette double caractéristique en fait des outils puissants pour évaluer les impacts sur la demande énergétique future des évolutions technologiques et des changements structurels de l'économie, pour peu que ceux-ci puissent être décrits et spécifiés. Ils sont également puissants pour évaluer les impacts des mesures politiques visant les consommations énergétiques (et les émissions de CO₂), dès lors que ces mesures peuvent être exprimées au travers des entrées technologiques ou socio-économiques que manipule le modèle.

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

2. Le modèle POLES d'équilibre partiel du système énergétique

Le modèle POLES est un modèle de simulation du système énergétique mondial à l'horizon 2030. C'est un modèle de simulation récursive : la dynamique est donnée, à partir du point initial puis d'année en année, par les ajustements progressifs des variables d'offre et de demande d'une part et de prix d'autre part.

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

Dans sa désagrégation géographique actuelle, 46 régions, le modèle permet à la fois de distinguer les grands acteurs de la scène de l'énergie ou de la négociation climat, et de reconstituer divers schémas régionaux, en particulier celui en 11

régions, utilisé dans la plupart des études énergétiques mondiales (WEC-IIASA, 1995 ; IEA, 1996 ; DOE-EIA, 1997) : Amérique du Nord, Amérique Latine, Europe de l'Ouest, Europe Centrale, CEI, Afrique du Nord et Moyen-Orient, Afrique Sub-saharienne, Asie du Sud, Asie du Sud-Est, Asie Continentale, Pacifique OCDE.

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

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

- Prospective détaillée du système énergétique mondial, par grand pays ou région (46 actuellement, avec simulation de la demande par secteur, des technologies liées aux énergies nouvelles et renouvelables, des systèmes électriques, de l'offre et des prix des hydrocarbures.

- Analyse du progrès technique du secteur de l'énergie avec simulation de scénarios de « percée technologique » et une endogénéisation des effets d'expérience et d'apprentissage sur les nouvelles technologies.

- Analyse des impacts potentiels de la prise en compte des contraintes d'environnement global, exprimées dans les accords internationaux sur la limitation des gaz à effet de serre, avec calcul des Coûts Marginaux de Réduction par pays et par secteur et utilisation du logiciel spécialisé ASPEN (Analyse des Systèmes de Permis d'Emission Négociables) pour la simulation de « marchés de droits d'émission ».

Dans un modèle d'équilibre partiel tel que POLES, la prise en compte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre est réalisée par l'introduction – ou l'internalisation – d'une « valeur du carbone » dans les différents modules. Cette valeur du carbone ou taxe carbone permet d'évaluer pour chaque région (46 régions dans le modèle, dont le G7 et les grands pays émergents) et pour des objectifs de réduction donnés :

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

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

- le coût marginal et le coût total de réduction pour un pays isolé sans échange de permis ;

- le prix des permis et le volume des échanges dans le cas d'un échange ;

- le nouveau coût total, comme la somme du coût des réductions internes et des achats (+) ou ventes de permis (-) .

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

Comme dans la plupart des exercices menés avec des modèles d'équilibre général ou sectoriel, les politiques de réduction des émissions simulées dans POLES transitent par les prix (taxe carbone ou permis négociables). A priori cette caractéristique des modèles d'équilibre partiel n'est pas propice à l'évaluation de politiques et mesures de type normatives. D'où l'importance de calibrer les fonctions de demande de POLES pour la France avec les résultats du modèle MEDEE.

2.2. La validation des élasticités-prix de POLES et des courbes de coût marginal d'abattement du CO2

La validité des résultats obtenus sur les impacts de la contrainte carbone est directement liée à la pertinence des élasticités-prix retenues dans les fonctions de demande POLES, et leur capacité à traduire l'ensemble des mécanismes d'ajustement résultant de l'introduction d'une valeur du carbone dans les prix des énergies finales. On a examiné la pertinence de ces élasticités en comparant les courbes implicites de coût marginal d'abattement des émissions de CO2 par secteur auxquelles elles conduisent avec les courbes réelles établies à partir d'éléments technico-économiques. Les courbes implicites de coût marginal d'abattement des émissions de CO2 par secteur de POLES, « reflets » des élasticités-prix du modèle, ont été construites en paramétrant les prix du carbone, et en faisant tourner POLES de façon itérative sur les différentes valeurs du carbone.

Ces courbes ont été ensuite confrontées aux coûts et aux rendements de mesures techniques précises de réduction des émissions de CO2, dans deux cas seulement :

- l'industrie, grâce aux informations contenues dans l'étude « gisement d'efficacité énergétique » faite par le CEREN ;

- le résidentiel, grâce aux informations contenues dans la base de données MURE.

Cette confrontation a permis de montrer qu'il n'y avait pas de contradiction entre les valeurs des élasticités-prix pour l'industrie et le résidentiel dans POLES avec ce que l'on sait des mesures techniques d'abattement des émissions de CO2.

3. Consommation finale d'énergie

L'application du modèle « MEDEE » permet d'établir un schéma de répartition de l'énergie finale, par forme d'énergie et par secteur de consommation.

Par rapport aux scénarios récents, le scénario tendanciel DGEMP-OE apparaît particulièrement sobre dans le secteur des transports. Cette vision optimiste de la tendance, qu'on peut qualifier de «sagesse conventionnelle» selon une terminologie utilisée par la Commission européenne, tient compte de projections récentes élaborées par le Ministère de l'équipement et des transports. Au contraire, les évolutions dans le résidentiel-tertiaire et, surtout, dans l'industrie sont dans le haut de la «fourchette».

Pour ce dernier secteur, le phénomène s'interprète par le constat que les économies d'énergie « faciles », c'est-à-dire réalisables à coût faible et rentables à court terme, ont été épuisées, notamment dans le cadre des accords volontaires AERES. Les efforts supplémentaires qui seraient à réaliser, par exemple pour respecter un plan d'allocation de «quota d'émissions», sont par définition en dehors de la tendance.

Dans le scénario tendanciel, la consommation finale, énergétique et non énergétique (plastiques, engrais, etc.), c'est-à-dire la consommation totale d'énergie primaire diminuée de la consommation de la branche énergie (centrales électriques, raffineries, etc.), croît de +0,9% par an sur 2000-2030, pour atteindre 228 Mtep (contre 175 en 2000). La hausse moyenne avait été de +1,2% par an sur 1990-2002 et +1,3% sur 1982-2002. Dans le scénario avec contrainte carbone, la consommation atteint 218,7 Mtep, soit une croissance de + 0,7% par an, une baisse de 0,2 point par rapport au scénario tendanciel.

La consommation finale énergétique, égale à 209 Mtep en 2030 (contre 158 Mtep en 2000), croît également de +0,9% par an sur 2000-2030, proche du taux de +1,0% connu sur les deux périodes 1990-2002 et 1982-2002.

La croissance de la consommation finale ralentit en fin de période, avec seulement +0,7% par an en moyenne sur 2020-2030 dans le scénario tendanciel et +0,6% pour le scénario avec contrainte carbone, tant en énergétique qu'en total. En particulier, la consommation de pétrole est quasiment stabilisée sur cette dernière décennie, ce qui traduit l'effet d'hypothèses «fortes» d'économies d'énergie et de substitution d'énergie.

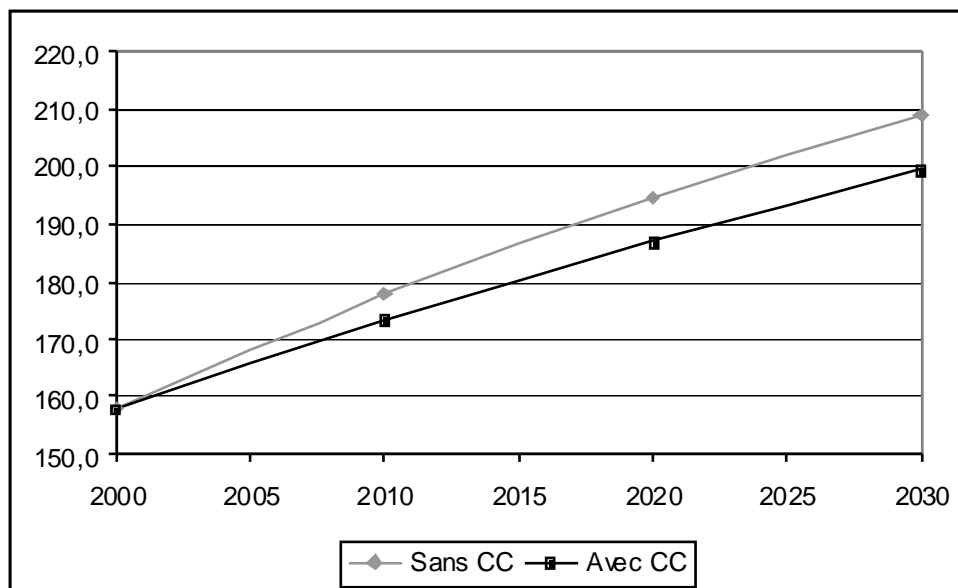
Tableau 3. Consommation finale par énergie (y compris non énergétique) (1)

(en millions de TEP et en taux de variation annuel)

	1990	2000	2010		2020		2030		1990-2000	2000-2030		2020-2030	
			SCC	ACC	SCC	ACC	SCC	ACC		SCC	ACC	SCC	ACC
Charbon	10,5	7,6	7,2	6,0	6,8	5,1	7,2	5,2	-3,2%	-0,2%	-1,3%	0,6%	0,1%
Pétrole	81,5	89,1	95,1	92,8	97,3	93,3	97,9	93,2	0,9%	0,3%	0,2%	0,1%	0,0%
Gaz	25,3	33,7	40,9	38,7	46,7	42,2	51,0	45,3	2,9%	1,4%	1,0%	0,9%	0,7%
Electricité	28,5	34	39,0	39,3	46,3	47,5	52,5	54,6	1,8%	1,5%	1,6%	1,3%	1,4%
Energies renouv. therm	11,2	10,8	13,9	14,7	16,1	17,2	19,6	20,4	-0,4%	2,0%	2,1%	2,0%	1,7%
Total	155	175,2	196,1	191,5	213,2	205,4	228,1	218,7	1,2%	0,9%	0,7%	0,7%	0,6%

(1) SCC : sans contrainte carbone ; ACC : avec contrainte carbone.

Graphique 2. Evolution de la consommation finale énergétique en millions de TEP (1)



(1) SCC : sans contrainte carbone ; ACC : avec contrainte carbone.

Dans le scénario avec contrainte carbone, la part du charbon dans la consommation finale d'énergie diminue passant de 4,3% en 2000 à 2,4% en 2030 contre 3,2% pour le scénario tendanciel à l'horizon 2030.

Tableau 4. Structure par énergie de la consommation finale (1)

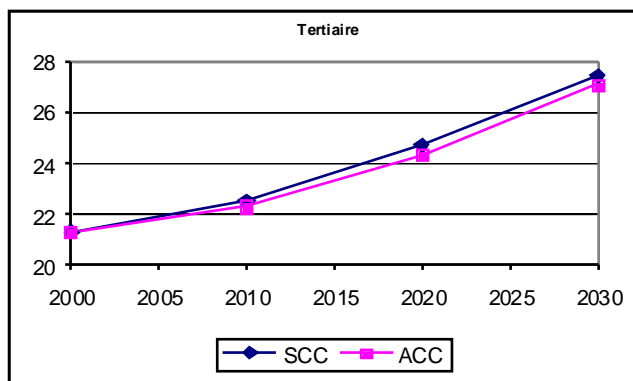
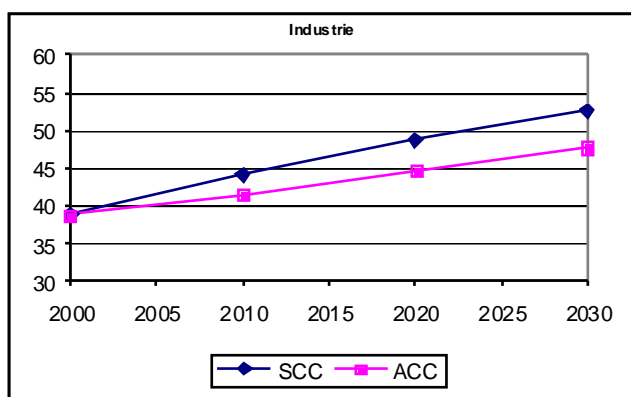
	1990	2000	2010		2020		2030	
			SCC	ACC	SCC	ACC	SCC	ACC
Charbon	6,8%	4,3%	3,7%	3,1%	3,2%	2,5%	3,2%	2,4%
Pétrole	52,6%	50,9%	48,5%	48,5%	45,6%	45,4%	42,9%	42,6%
Gaz	16,3%	19,2%	20,9%	20,2%	21,9%	20,6%	22,4%	20,7%
Electricité	18,4%	19,4%	19,9%	20,5%	21,7%	23,1%	23,0%	25,0%
Energies renouvel. therm	7,2%	6,2%	7,1%	7,7%	7,6%	8,4%	8,6%	9,3%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

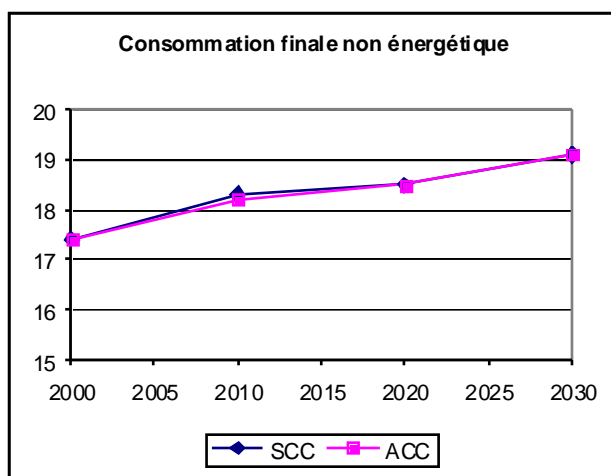
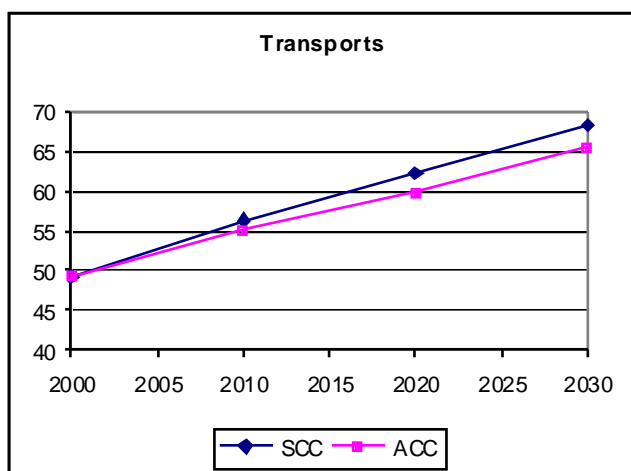
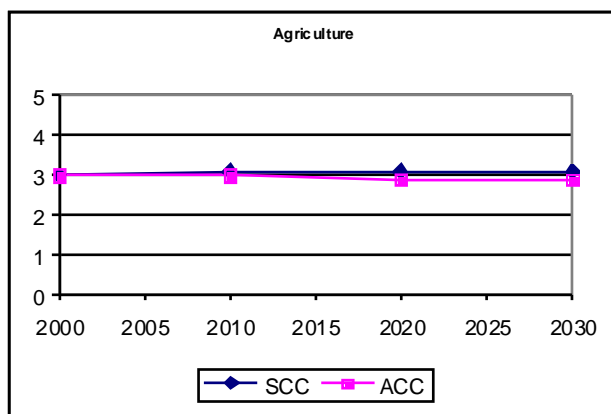
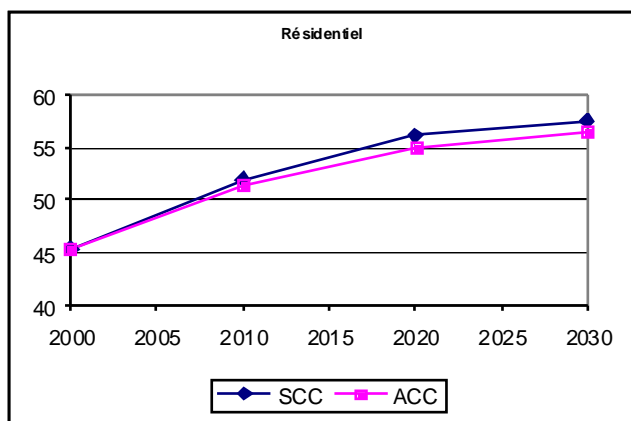
(1) SCC : sans contrainte carbone ; ACC : avec contrainte carbone.

Le graphique suivant présente l'évolution de la consommation finale d'énergie par secteur entre les deux scénarios sans et avec contrainte carbone.

Graphique 3. Evolution de la consommation énergétique par secteurs (1)

(en millions de TEP)





(1) SCC : sans contrainte carbone ; ACC : avec contrainte carbone.

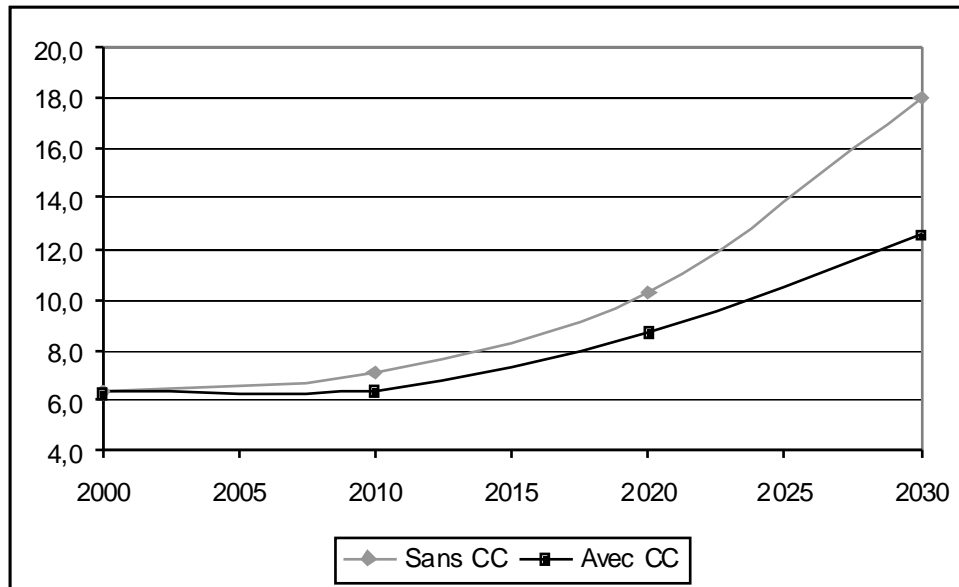
4. Production et consommation d'énergie primaire

L'offre d'énergie correspondant à la demande d'énergie issue du modèle MEDEE a été établie à l'aide de modèles développés par RTE (électricité) et l'IFP (raffineries). La structure de la production d'électricité exerce une forte influence sur celle de la consommation primaire, le parc nucléaire n'étant remplacé qu'en partie, dans ce scénario tendanciel, avec 50,7 GW de puissance installée en 2030, contre 63,1 GW actuellement, et 36,8 GW correspondant à de nouveaux réacteurs à construire sur la période. Malgré l'accroissement de l'usage des énergies renouvelables (notamment l'éolien) et une diminution des exportations, une majorité de la nouvelle demande d'électricité est satisfaite, dans ces conditions, par du thermique classique. L'introduction d'une contrainte carbone conduit à une moindre augmentation de la consommation de charbon par les centrales thermiques. Ainsi, en 2020, la consommation est de 10,3 Mtep dans le scénario tendanciel contre 8,7 Mtep dans le scénario avec contrainte carbone. De même, en 2030, le niveau de consommation de charbon est inférieur de 5,4 Mtep dans le scénario avec contrainte carbone par rapport sans contrainte. Inversement, on constate une augmentation de la consommation de gaz.

En outre, il est à remarquer que le solde exportateur d'électricité s'annule à l'horizon 2030, le modèle nivelant les niveaux de compétitivité des opérateurs électriques européens.

Il peut être noté dans ces résultats que l'usine d'enrichissement d'uranium, Eurodif, est supposée passer à la technologie de l'ultracentrifugation dès 2015, ce qui réduit fortement la consommation d'électricité correspondante en 2020 et 2030.

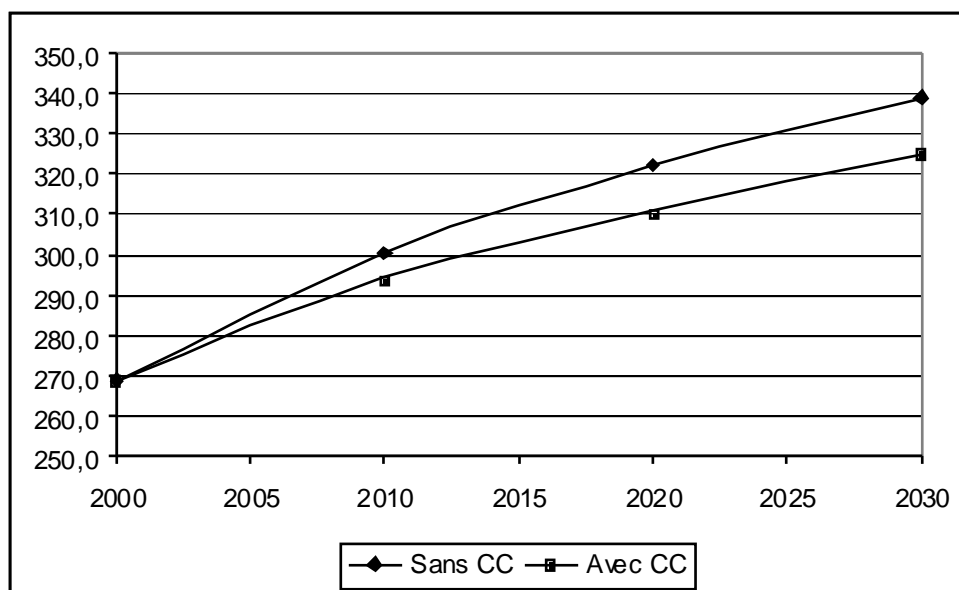
Graphique 4. Evolution de la consommation de combustibles solides des centrales thermiques (1)



(1) SCC : sans contrainte carbone ; ACC : avec contrainte carbone.

Dans le scénario tendanciel, la consommation totale d'énergie primaire corrigée du climat croît de +0,8% par an sur 2000-2030, pour atteindre 339 Mtep (contre +1,4% par an sur 1990-2003). Comme pour l'énergie finale, il apparaît un ralentissement au fur et à mesure que le temps passe, avec seulement +0,5% par an en moyenne sur la dernière décennie. Dans le scénario avec contrainte carbone, la consommation atteint 325 Mtep en 2030 soit une croissance annuelle moyenne de +0,6%, en ralentissement en fin de période avec +0,4% sur la période 2020-2030.

Graphique 5. Evolution de la consommation totale d'énergie primaire (MTEP) (1)



(1) SCC : sans contrainte carbone ; ACC : avec contrainte carbone.

Tableau 5. Consommation d'énergie primaire par forme d'énergie (1)

	1990	2000	2010		2020		2030		1990-2000	2000-2030		2020-2030	
			SCC	ACC	SCC	ACC	SCC	ACC		SCC	ACC	SCC	ACC
Charbon	19,2	14,2	14,3	12,2	17,2	13,7	25,2	17,6	-3,0%	1,9%	0,7%	3,9%	2,5%
Pétrole	88,8	95,5	104,9	102,0	107,3	102,3	107,6	102,1	0,7%	0,4%	0,2%	0,0%	0,0%
Gaz	26,4	37,3	47,2	44,8	54,9	50,0	67,4	60,7	3,5%	2,0%	1,6%	2,1%	2,0%
Electricité	83,4	109,2	119,3	119,8	124,2	125,1	116,7	121,1	2,7%	0,2%	0,3%	-0,6%	-0,3%
Energies renouvelables therm	12,1	12,8	14,7	15,6	18,5	19,6	22,5	23,4	0,6%	1,9%	2,0%	2,0%	1,8%
Total énergie finale	229,9	269	300,3	294,4	322,1	310,7	339,4	324,9	1,6%	0,8%	0,6%	0,5%	0,4%

(1) SCC : sans contrainte carbone ; ACC : avec contrainte carbone.

On note une sensible reprise du charbon entre 2020 et 2030 en raison de la mise en service de centrales électriques fonctionnant avec ce combustible en semi-base. Elles se justifient par des risques de tension sur l'approvisionnement en gaz, dans un contexte de remplacement partiel par du nucléaire des centrales nucléaires arrêtées, dans les hypothèses de ce scénario, après 40 ans de service. Malgré la contrainte carbone, on observe cette reprise mais dans une moindre proportion (+2,5% par an entre 2020 et 2030).

S'agissant des raffineries, la marge de raffinage étant admise en France comme étant plus faible que dans le reste de l'Europe, les investissements attendus pour les adapter à la demande de pétrole à partir de 2010 se font attendre, mais le retard apparaît devoir se combler dès 2020. En 2030, les raffineries françaises produisent leurs propres bases gazole et n'ont plus besoin d'en importer (de Russie notamment).

Tableau 6. Structure de la consommation d'énergie primaire par forme d'énergie (1)

	1990	2000	2010		2020		2030	
			SCC	ACC	SCC	ACC	ACC	ACC
Charbon	8,4%	5,3%	4,8%	4,1%	5,3%	4,4%	7,4%	5,4%
Pétrole	38,6%	35,5%	34,9%	34,6%	33,3%	32,9%	31,7%	31,4%
Gaz	11,5%	13,9%	15,7%	15,2%	17,0%	16,1%	19,9%	18,7%
Electricité	36,3%	40,6%	39,7%	40,7%	38,6%	40,3%	34,4%	37,3%
Energies renouvelables therm	5,3%	4,8%	4,9%	5,3%	5,7%	6,3%	6,6%	7,2%
Total énergie finale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

(1) SCC : sans contrainte carbone ; ACC : avec contrainte carbone.

5. L'intensité énergétique

Sur 2000-2030, l'intensité énergétique primaire décroît en moyenne de -1,5% par an (contre seulement -0,3% sur 1990-2000), pratiquement au même rythme que l'intensité énergétique finale qui s'atténue de -1,4% par an. Cette baisse soutenue de l'intensité énergétique révèle de nouveau le caractère relativement optimiste du scénario tendanciel par rapport à ses prédécesseurs et par rapport à l'observation du passé. L'introduction de la contrainte carbone conduit à améliorer l'intensité énergétique puisque la baisse annuelle moyenne par an passe à -1,6% entre 2000 et 2030 pour l'intensité énergétique primaire et -1,5% pour l'intensité énergétique finale.

Tableau 7. Evolution de l'intensité énergétique (1)

(en milliards d'euros 1995, en indice base 100 en 1990, en taux de variation annuel moyen)

	1990	2000	2010		2020		2030		1990-2000	2000-2030		2020-2030	
			SCC	ACC	SCC	ACC	SCC	ACC		SCC	ACC	SCC	ACC
PIB	1121	1348,8	1693,2	1693,2	2125,5	2125,5	2668,2	2668,2	1,9%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
Intensité énergétique primaire	100	97,2	86,5	84,8	73,9	71,3	62,0	59,4	-0,3%	-1,5%	-1,6%	-1,7%	-1,8%
Intensité énergétique finale	100	93,9	83,8	81,8	72,5	69,9	61,8	59,3	-0,6%	-1,4%	-1,5%	-1,6%	-1,6%

(1) SCC : sans contrainte carbone ; ACC : avec contrainte carbone.

6 Les variantes

Hormis le présent scénario, deux autres ont été envisagés en prenant des hypothèses de prix de l'énergie différentes :

- le premier fait l'hypothèse de prix endogènes des énergies, ceux-ci s'ajustent aux évolutions de la demande et de l'offre ;
- le second consiste à reprendre l'hypothèse d'évolution des prix du modèle PRIMES.

En annexe figure la variation entre les scénarios sans contrainte carbone et avec contrainte carbone pour les trois hypothèses de prix de l'énergie : scénario tendanciel, scénario avec prix endogènes des énergies, scénario avec prix de Primes.

Annexe 1. Bilans énergétiques de l'Observatoire de l'énergie sans et avec contrainte carbone.

SCENARIO TENDANCIEL 2010 sans contrainte carbone									
Mtep 2010	COMB.SOLIDES	PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENR	TOTAL
		brut	raffiné	Nat.	Ind.	Produite	Cons.		
APPROVISIONNEMENT									
Production	0,5					124,5		14,7	139,7
Importation	13,8	83,5	37,7	47,2		0,0			182,2
Exportation			-13,3			-5,2			-18,5
Soutes maritimes internationales			-3,0						-3,0
Disponibilités	14,3	83,5	21,4	47,2		119,3		14,7	300,4
EMPLOIS									
Consommation de la branche énergie									
Raffineries		83,5	-75,4			-0,2	0,3		8,1
Centrales élec	7,1		1,7	5,8	0,8	-6,3		0,8	9,9
Pertes et ajustements	0,0	0,0	0,0	0,1	-0,4		86,5	0,0	86,2
Total(a)	7,1	83,5	-73,7	5,9	0,4	-6,5	86,8	0,8	104,2
Consommation finale énergétique									
Industrie	5,4		5,8	15,1	-0,4		13,3	4,8	44,1
Tertiaire	0,2		4,5	7,2			10,1	0,4	22,5
Résidentiel	1,4		10,9	17,2			14,4	8,1	51,9
Agriculture			2,7	0,2			0,2		3,1
Transports			54,8				1,0	0,6	56,3
Total(b)	7,0		78,7	39,7	-0,4		39,0	13,9	177,8
Consommation finale non énergétique									
Total(c)	0,2		16,4	1,6					18,3
Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)									
Total(a)+(b)+(c)	14,3		104,9	47,2		119,3		14,7	300,3

SCENARIOTENDANCIEL2010 avec contrainte carbone									
Mtep 2010	COMB.SOLIDES	PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENR	TOTAL
		brut	raffiné	Nat.	Ind.	Produite	Cons.		
APPROVISIONNEMENT									
Production avec CC	0,5					125,0		15,6	141,0
Importation avec CC	11,7	80,1	37,7	44,8		0,0			174,3
Exportation avec CC			-12,8			-5,2			-18,0
Soutes maritimes internationales			-3,0						-3,0
Disponibilités avec CC	12,2	80,1	21,9	44,8		119,8		15,6	294,4
EMPLOIS									
Consommation de la branche énergie									
Raffineries avec CC		80,1	-72,3			-0,2	0,3		7,9
Centrales élec avec CC	6,4		1,6	5,8	0,8	-6,7		0,8	8,8
Pertes et ajustements avec CC	-0,1	0,0	-0,2	0,0	-0,4		87,0	0,0	86,3
Total (a) avec CC	6,3	80,1	-70,8	5,8	0,4	-6,9	87,3	0,8	102,9
Consommation finale énergétique									
Industrie avec CC	4,3		5,3	13,5	-0,4		13,2	5,6	41,5
Tertiaire avec CC	0,2		4,4	7,0			10,3	0,4	22,3
Résidentiel avec CC	1,3		10,6	16,7			14,6	8,1	51,4
Agriculture avec CC			2,6	0,2			0,2		3,0
Transports avec CC			53,4				1,0	0,6	55,1
Total (b) avec CC	5,8		76,4	37,5	-0,4		39,3	14,7	173,3
Consommation finale non énergétique									
Total (c) avec CC	0,2		16,4	1,6					18,2
Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)									
Total (a)+(b)+(c) avec CC	12,2	102,0	44,8	44,8		119,8		15,6	294,4

SCENARIO TENDANCIEL 2020 sans contrainte carbone									
Mtep 2020	COMB.SOLIDES	PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENR	TOTAL
		brut	raffiné	Nat.	Ind.	Produite	Cons.		
APPROVISIONNEMENT									
Production	0,4					127,5		18,5	146,4
Importation	16,8	88,8	36,0	54,9		0,0			196,5
Exportation			-14,6			-3,3			-17,9
Soutes maritimes internationales			-3,0						-3,0
Disponibilités	17,2	88,8	18,4	54,9		124,2		18,5	322,0
EMPLOIS									
Consommation de la branche énergie									
Raffineries		88,8	-80,4			-0,2	0,4		8,6
Centrales élec	10,3		1,6	7,8	0,8	-9,0		2,4	13,9
Pertes et ajustements	0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,4		86,7	0,0	86,3
Total (a)	10,4	88,8	-78,9	7,8	0,4	-9,2	87,1	2,4	108,8
Consommation finale énergétique									
Industrie	4,9		5,1	17,6	-0,4		15,6	6,0	48,7
Tertiaire	0,2		3,6	8,9			11,6	0,3	24,7
Résidentiel	1,6		9,1	19,1			17,7	8,7	56,1
Agriculture			2,7	0,2			0,2		3,1
Transports			59,8				1,2	1,2	62,2
Total (b)	6,6		80,3	45,8	-0,4		46,3	16,1	194,7
Consommation finale non énergétique									
Total (c)	0,2		17,0	1,3					18,5
Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)									
Total (a) + (b) + (c)	17,2		107,2	54,9		124,2		18,5	322,0

SCENARIO TENDANCIEL 2020 avec contrainte carbone									
Mtep 2020	COMB.SOLIDES	PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENR	TOTAL
		brut	raffiné	Nat.	Ind.	Produite	Cons.		
APPROVISIONNEMENT									
Production avec CC	0,4					128,4		19,6	148,4
Importation avec CC	13,3	82,9	36,0	50,0		0,0			182,2
Exportation avec CC			-13,6			-3,3			-16,9
Soutes maritimes internationales			-3,0						-3,0
Disponibilités avec CC	13,7	82,9	19,4	50,0		125,1		19,6	310,7
EMPLOIS									
Consommation de la branche énergie									
Raffineries avec CC		82,9	-75,0			-0,2	0,4		8,0
Centrales élec avec CC	8,7		1,4	7,4	0,8	-8,7		2,6	12,3
Pertes et ajustements avec CC	-0,1	0,0	-0,3	0,0	-0,4		86,1	-0,2	85,0
Total (a) avec CC	8,6	82,9	-73,9	7,4	0,3	-8,9	86,5	2,4	105,3
Consommation finale énergétique									
Industrie avec CC	3,4		4,3	14,9	-0,3		15,5	6,9	44,6
Tertiaire avec CC	0,2		3,4	8,3			12,1	0,3	24,3
Résidentiel avec CC	1,4		8,6	17,9			18,5	8,7	55,0
Agriculture avec CC			2,5	0,2			0,2		2,9
Transports avec CC			57,5				1,2	1,3	60,0
Total (b) avec CC	4,9		76,3	41,3	-0,3		47,5	17,2	186,9
Consommation finale non énergétique									
Total (c) avec CC	0,2		17,0	1,3					18,5
Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)									
Total (a) + (b) + (c) avec CC	13,7		102,3	50,0		125,1		19,6	310,7

SCENARIO TENDANCIEL 2030 sans contrainte carbone									
Mtep 2030	COMB.SOLIDES	PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENR	TOTAL
		brut	raffiné	Nat.	Ind.	Produite	Cons.		
APPROVISIONNEMENT									
Production						116,7		22,5	139,2
Importation	25,2	94,7	32,0	67,4		0,0			219,3
Exportation			-16,1			0,0			-16,1
Soutes maritimes internationales			-3,0						-3,0
Disponibilités	25,2	94,7	12,9	67,4		116,7		22,5	339,4
EMPLOIS									
Consommation de la branche énergie									
Raffineries		94,7	-85,6			-0,2	0,4		9,3
Centrales élec	18,0		0,7	15,9	0,8	-15,9		2,9	22,4
Pertes et ajustements	0,0	0,0	-0,1	0,1	-0,4		79,9	0,0	79,5
Total (a)	18,0	94,7	-85,0	16,0	0,4	-16,1	80,3	2,9	111,2
Consommation finale énergétique									
Industrie	4,8		5,0	19,1	-0,4		17,7	6,5	52,7
Tertiaire	0,1		2,6	11,2			13,2	0,3	27,4
Résidentiel	2,1		5,1	19,7			19,9	10,8	57,5
Agriculture			2,7	0,2			0,2		3,1
Transports			64,8				1,5	2,0	68,3
Total (b)	7,0		80,3	50,1	-0,4		52,5	19,6	209,0
Consommation finale non énergétique									
Total (c)	0,2		17,6	1,3					19,1
Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)									
Total (a)+(b)+(c)	25,2		107,6	67,4		116,7		22,5	339,3

SCENARIO TENDANCIEL 2030 avec contrainte carbone									
Mtep 2030	COMB.SOLIDES	PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENR	TOTAL
		brut	raffiné	Nat.	Ind.	Produite	Cons.		
APPROVISIONNEMENT									
Production avec CC						119,1		23,4	142,5
Importation avec CC	17,6	87,7	32,3	60,7		2,0			200,3
Exportation avec CC			-14,9			0,0			-14,9
Soutes maritimes internationales			-3,0						-3,0
Disponibilités avec CC	17,6	87,7	14,4	60,7		121,1		23,4	324,9
EMPLOIS									
Consommation de la branche énergie									
Raffineries avec CC		87,7	-79,3			-0,2	0,4		8,6
Centrales élec avec CC	12,6		0,6	15,1	0,8	-13,9		3,2	18,4
Pertes et ajustements avec CC	-0,1	0,0	-0,2	-0,1	-0,4		80,2	-0,2	79,2
Total (a) avec CC	12,5	87,7	-78,8	15,0	0,3	-14,1	80,6	3,0	106,2
Consommation finale énergétique									
Industrie avec CC	3,2		4,1	16,0	-0,3		17,6	7,2	47,7
Tertiaire avec CC	0,1		2,4	10,2			14,1	0,3	27,1
Résidentiel avec CC	1,7		4,8	18,0			21,2	10,8	56,5
Agriculture avec CC			2,5	0,2			0,2		2,9
Transports avec CC			61,8				1,5	2,2	65,4
Total (b) avec CC	5,0		75,6	44,4	-0,3		54,6	20,4	199,6
Consommation finale non énergétique									
Total(c) avec CC	0,2		17,6	1,3					19,1
Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)									
Total (a)+(b)+(c) avec CC	17,6		102,1	60,7		121,1		23,4	324,9

Annexe 2. Comparaison des trois scénarios

Tableau 1. Comparaison de la consommation intérieure brute et par type d'énergie
(Taux de variation)

2010	DGEMP	Endogène	PRIMES
Cons. totale	-2,0	-2,1	-2,1
Charbon	-10,3	-9,6	-11,0
Pétrole	-3,6	-3,9	-4,2
Gaz naturel	-3,1	-3,5	-2,8
Autres	0,4	0,6	0,6
2020	DGEMP	Endogène	PRIMES
Cons. Totale	-3,4	-3,0	-3,8
Charbon	-22,6	-19,1	-21,1
Pétrole	-6,7	-6,2	-8,1
Gaz naturel	-1,2	-1,3	-2,0
Autres	0,7	0,7	0,9
2030	DGEMP	Endogène	PRIMES
Cons. Totale	-3,9	-2,6	-3,9
Charbon	-35,5	-33,1	-34,7
Pétrole	-7,2	-4,2	-7,8
Gaz naturel	1,6	4,0	3,0
Autres	1,9	1,8	2,0

Tableau 2. Comparaison de la consommation d'énergie des centrales thermiques
(Taux de variation)

2010	DGEMP	Endogène	PRIMES
Input total	4,3	5,6	5,0
Solides	2,7	6,9	4,6
charbon	3,5	9,4	6,1
biomasse	0,0	0,0	0,0
Gaz	2,1	3,0	3,2
Pétrole	112,3	250,0	237,4
2020	DGEMP	Endogène	PRIMES
Input total	6,5	10,2	11,8
Solides	-13,7	-8,2	-8,2
charbon	-15,4	-9,4	-9,5
biomasse	0,0	0,0	0,0
Gaz	30,5	31,3	37,8
Pétrole	2812,7	3524,4	23447,0
2030	DGEMP	Endogène	PRIMES
Input total	3,1	2,1	5,5
Solides	-34,2	-32,9	-32,9
charbon	-36,7	-35,0	-35,2
biomasse	0,1	0,2	0,1
Gaz	34,9	31,0	46,2
Pétrole	1190,7	715,0	4049,8

Tableau 3 Comparaison de la consommation finale par secteurs

(taux de variation)

2010	DGEMP	Endogène	PRIMES
Cons finale	-2,9	-3,1	-3,2
Industrie	-6,1	-6,6	-6,8
Transports	-2,3	-2,4	-2,4
autres	-1,0	-1,0	-1,0
2020	DGEMP	Endogène	PRIMES
Cons finale	-5,0	-4,6	-5,5
Industrie	-10,1	-9,3	-11,1
Transports	-3,7	-3,4	-4,0
autres	-2,1	-1,9	-2,0
2030	DGEMP	Endogène	PRIMES
Cons finale	-5,9	-4,9	-5,9
Industrie	-11,3	-9,3	-11,5
Transports	-4,4	-3,6	-4,5
autres	-2,6	-2,5	-2,4

Tableau 4. Comparaison de la consommation finale par type d'énergie

(taux de variation)

2010	DGEMP	Endogène	PRIMES
Cons. Finale	-2,9	-3,1	-3,2
Charbon	-19,4	-19,7	-20,4
Pétrole	-3,9	-4,0	-4,3
Gaz naturel	-4,9	-5,2	-4,7
Chaleur	0,0	0,0	0,0
Electricité	0,7	0,8	0,8
Biomasse	6,4	6,8	6,5
2020	DGEMP	Endogène	PRIMES
Cons. Finale	-5,0	-4,6	-5,5
Charbon	-29,4	-27,7	-30,4
Pétrole	-6,9	-6,4	-8,1
Gaz naturel	-9,0	-8,7	-9,6
Chaleur	0,0	0,0	0,0
Electricité	2,4	2,7	3,0
Biomasse	6,3	6,5	12,3
2030	DGEMP	Endogène	PRIMES
Cons. Finale	-5,9	-4,9	-5,9
Charbon	-31,1	-27,0	-31,2
Pétrole	-8,1	-6,3	-8,5
Gaz naturel	-10,9	-8,1	-11,0
Chaleur	0,0	0,0	0,0
Electricité	3,4	2,8	4,1
Biomasse	4,3	-4,1	6,7

Tableau 5. Comparaison 2010,2020, 2030 de la production primaire par type d'énergie
(taux de variation)

2010	DGEMP	Endogène	PRIMES
Prod totale	0,3	0,5	0,4
Charbon	-2,2	-2,4	-2,3
Pétrole	0,0	-0,1	0,0
Gaz	0,0	0,5	0,0
Nucléaire	0,1	0,2	0,2
Hyd/géo	0,0	0,0	0,0
Bio	6,4	6,8	6,5
Autres EnR	9,9	16,7	16,1
2020	DGEMP	Endogène	PRIMES
Prod totale	0,5	0,5	0,7
Charbon	-5,0	-4,9	-4,6
Pétrole	0,0	-0,4	0,0
Gaz	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	0,4	0,5	0,6
Hyd/géo	0,0	0,0	0,0
Bio	6,3	6,5	12,3
Autres EnR	7,5	5,9	8,4
2030	DGEMP	Endogène	PRIMES
Prod totale	1,5	1,4	1,7
Charbon	-8,4	-8,3	-8,2
Pétrole	0,0	-0,4	0,0
Gaz	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	1,8	1,8	2,0
Hyd/géo	-0,1	-0,1	-0,1
Bio	4,3	-4,1	6,7
Autres EnR	7,1	5,2	6,1