



Liberté • Égalité • Fraternité

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

DGEMP/OE/RL

Document de travail - Version du 23/6/2004

Scénario énergétique tendanciel à 2030 pour la France

Synthèse des résultats¹ comparés aux scénarios disponibles
(CGP 1998, DGEMP-OE 2000, DG TREN 2003)

Le scénario proposé est un scénario « de référence à caractère tendanciel », à l'horizon 2030, compatible avec le concept de scénario dit « Business As Usual » de 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. Ses hypothèses macro-économiques sont cohérentes, pour que la comparaison soit possible, avec le scénario tendanciel publié par la DGEMP en 2000, après un travail mené sous la direction de Pierre-Noël Giraud (CERNA), ainsi qu'avec les scénarios S1 (« Société de marché »), S2 (« État industriel ») et S3 (« État protecteur de l'environnement ») du Groupe « Énergie 2010-2020 » présidé par Pierre Boisson au sein du Commissariat général du Plan, quatre scénarios ayant cependant un horizon temporel limité à 2020. Dans le corps de la note il est également fait une comparaison avec le scénario « Baseline » publié en janvier 2003 par la Commission européenne (DG TREN) pour la France.

Par convention, dans le scénario considéré, les politiques et mesures affectant l'énergie qui s'appliqueront dans l'avenir sont celles qui étaient décidées fin 2003 ou très certainement susceptibles de l'être à brève échéance si elles devaient avoir une application immédiate. En conséquence, ni les dispositions de la future Loi d'orientation énergétique, ni les mesures préconisées par le futur « Plan Climat 2004 » ne sont prises en compte. S'agissant de la lutte contre le changement climatique, le protocole de Kyoto, en tant que tel, n'est donc pas pris en considération.

De façon générale, la convention intègre une attitude des Pouvoirs Publics qui sont réputés prendre en tant que de besoin les mesures incitatives et/ou coercitives requises pour contrer les « effets rebond » éventuels des mesures techniques et réglementaires prises en compte dans la référence (par ex. la réglementation thermique RT 2000). Cette hypothèse « forte », implique vraisemblablement, par exception avec le principe de base énoncé ci-dessus, des mesures non encore décidées fin 2003, par exemple sur la fiscalité et sur l'activité de police réglementaire.

Dans ce scénario tendanciel, la France ne devrait donc pas connaître de crise majeure ou de rupture marquée sur les plans économique, social et politique. Elle devrait voir la poursuite de la construction européenne et de la mondialisation des échanges, ainsi que le maintien de l'évolution technologique actuelle pour l'énergie ; ainsi, pour le nucléaire, le réacteur nucléaire EPR fait partie intégrante du « trend ».

1. Principales hypothèses

1.1. Macro-économie

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 ;

¹ « Run 4 » d'avril 2004.

- 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) ;
- 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

Dans le cadre des principes énoncés ci-dessus, les options sectorielles suivantes ont été retenues :

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.

² Réacteur développé conjointement par Framatome et Siemens (European Pressurised water Reactor).

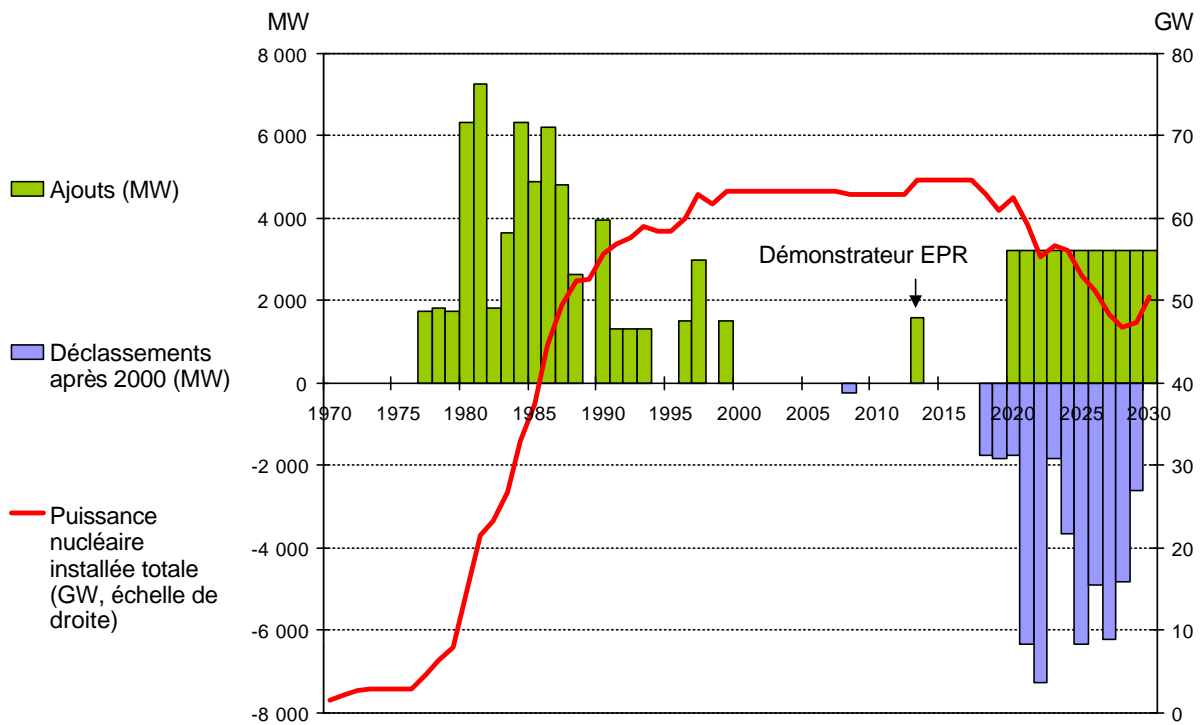


Figure 1 : Évolution du parc nucléaire français selon les hypothèses du scénario tendanciel DGEMP-OE (2004)

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 carburateurs) d'ici 2030 (à comparer à moins de 1% en 2003).

1.3. 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. Consommation finale d'énergie

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. 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, tant en énergétique qu'en total. En particulier, la consommation de pétrole est quasiment stabilisée sur cette dernière décade, ce qui traduit l'effet d'hypothèses « fortes » d'économies d'énergie et de substitution d'énergie.

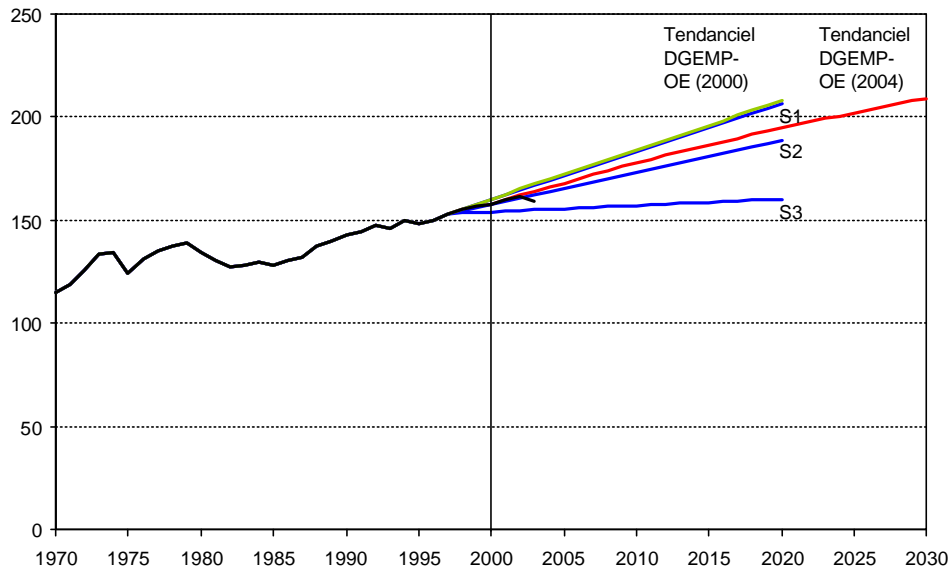


Figure 2 : Consommation énergétique finale totale (en Mtep)

L'application du modèle « MEDEE » aux hypothèses générales et particulières énoncées au paragraphe 1 ci-dessus, permet d'établir un schéma de répartition de l'énergie finale, par forme d'énergie et par secteur de consommation, conformément aux tableaux ci-après.

Consommation finale par énergie (y compris non énergétique)

en Mtep	1973	1980	1990	2000	2010	2020	2030	TCAM 1990-2000	TCAM 2000-2030	TCAM 2020-2030
Charbon	17,8	13,5	10,5	7,6	7,2	6,9	7,2	-3,2%	-0,2%	+0,5%
Pétrole	94,3	87,6	81,5	89,1	95,1	97,3	97,8	+0,9%	+0,3%	+0,1%
Gaz	10,4	18,8	25,3	33,7	40,9	46,7	51,0	+2,9%	+1,4%	+0,9%
Électricité	13,0	18,1	26,5	34,0	39,0	46,3	52,5	+2,5%	+1,5%	+1,2%
Énergies renouvelables therm. (*)	9,0	7,9	11,2	10,8	13,9	16,1	19,6	-0,4%	+2,0%	+2,0%
Total énergie finale	144,5	145,8	155,0	175,2	196,1	213,3	228,1	+1,2%	+0,9%	+0,7%

(*) Hors hydraulique, éolien et photovoltaïque

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

Structure par énergie de la consommation finale

en %	1973	1980	1990	2000	2010	2020	2030	Écart 1990-2000	Écart 2000-2030	Écart 2020-2030
Charbon	12,3	9,2	6,8	4,3	3,7	3,2	3,2	-2,5	-1,1	-0,0
Pétrole	65,3	60,1	52,6	50,8	48,5	45,6	42,9	-1,8	-7,9	-2,7
Gaz	7,2	12,9	16,3	19,2	20,9	21,9	22,4	+2,9	+3,2	+0,5
Électricité	9,0	12,4	17,1	19,4	19,9	21,7	23,0	+2,3	+3,6	+1,3
Énergies renouvelables therm. (*)	6,2	5,4	7,2	6,2	7,1	7,6	8,6	-1,0	+2,4	+1,0
Total énergie finale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0			

(*) Hors hydraulique, éolien et photovoltaïque

Écart en points

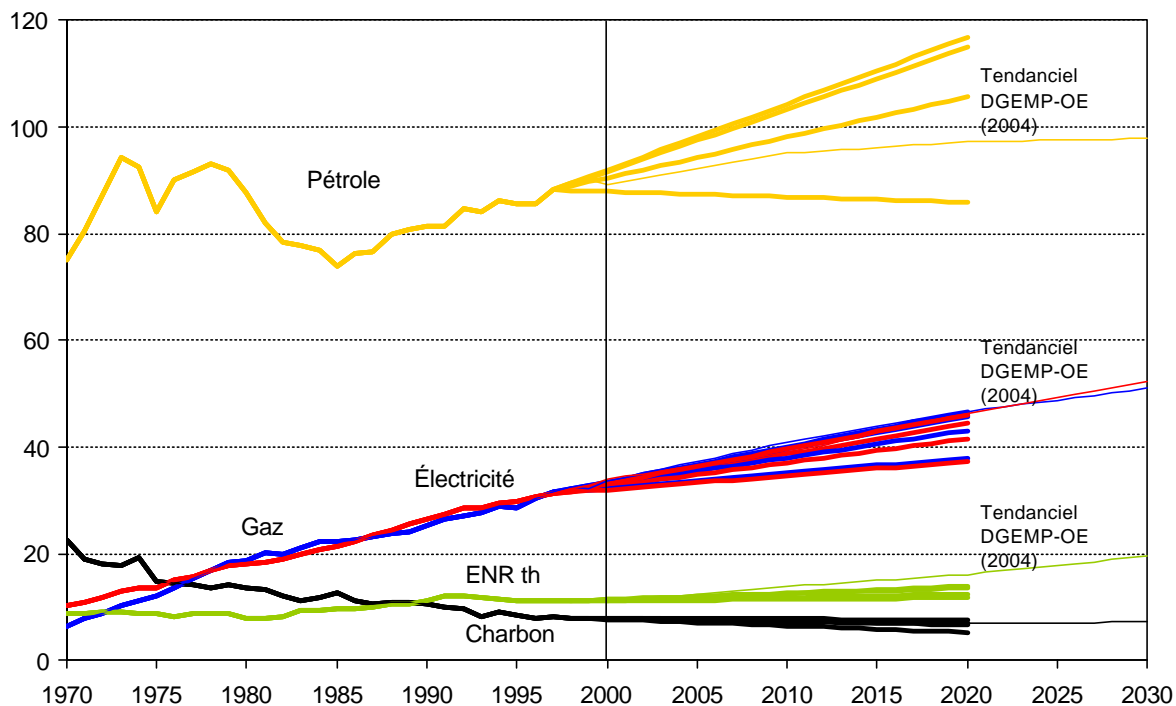


Figure 3 : Consommation finale, énergétique et non énergétique, par produit, par type de scénario (en Mtep)

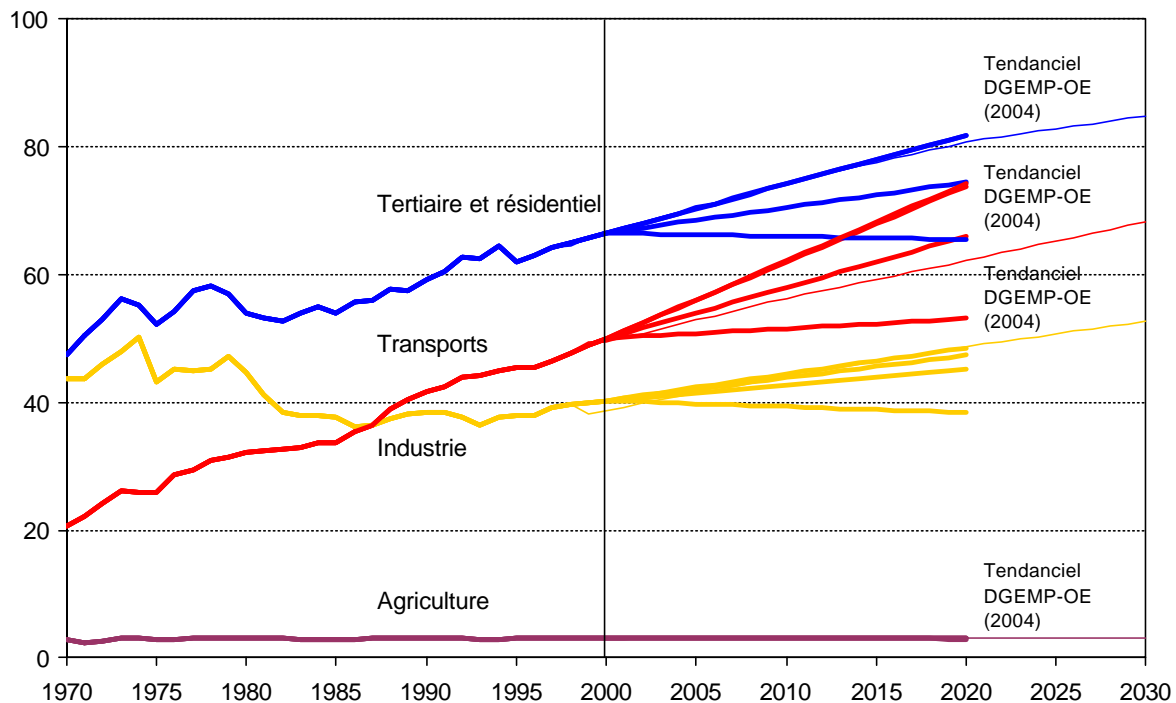


Figure 4 : Consommation énergétique finale, par secteur, par type de scénario (en Mtep)

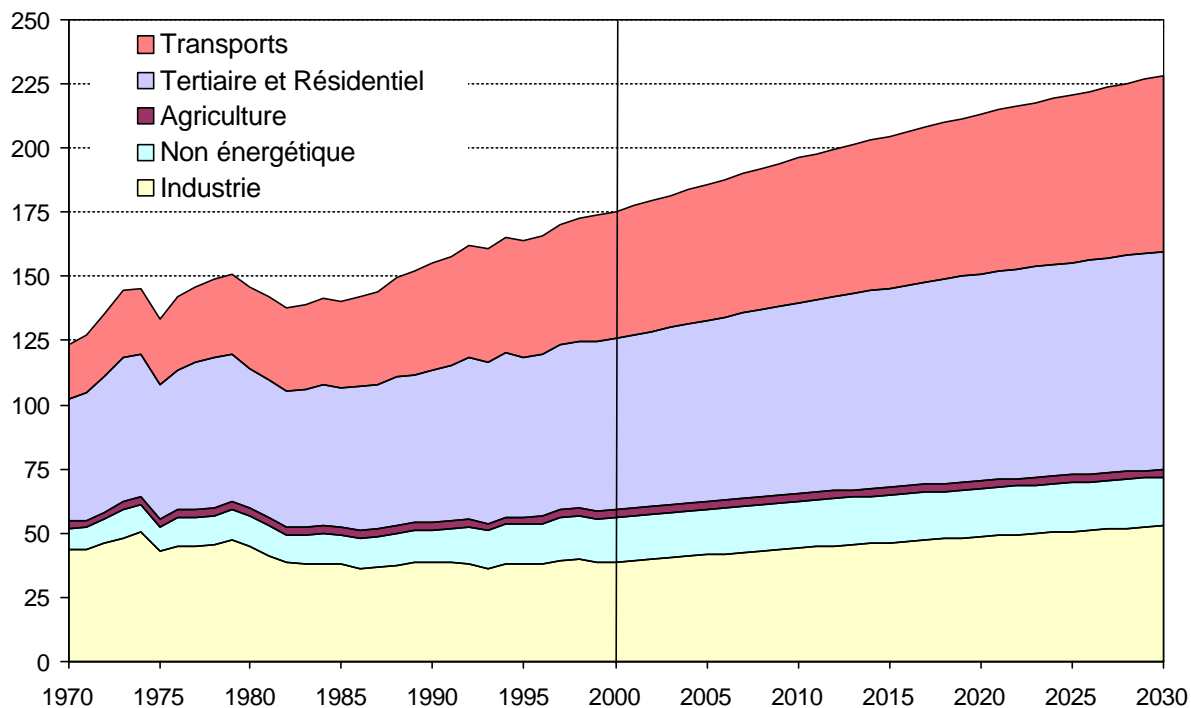


Figure 5 : Consommation énergétique finale du scénario tendanciel DGEMP-OE (2004), par secteur (en Mtep)

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.

3. Production et consommation d'énergie primaire

L'offre d'énergie correspondant à la demande d'énergie issue du modèle MEDEE, telle que décrite dans le paragraphe précédent, a été établie sur la base des hypothèses retenues au paragraphe 1, 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. 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. 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.

3.1. Production - consommation d'électricité

Les parcs de production d'électricité installés de 2010 à 2030, par application du modèle RTE avec les hypothèses du scénario tendanciel, sont les suivants :

(en MW de puissance nette installée) (*)	2000	2010	2020	2030
Nucléaire	63 183	63 130	62 560	50 670
dont : - REP (et Phénix jusqu'en 2008)	63 183	63 130	57 760	13 870
- EPR	-	-	4 800	36 800
Charbon	8 210	5 330	7 450	12 600
CCG	-	1 040	5 040	13 840
Fioul	3 540	5 080	5 080	-
TAC fioul et gaz	810	810	3 510	9 600
Gaz dérivés (gaz de hauts fourneaux)	310	620	620	620
Thermique divers non ENR	10 400	10 400	10 400	10 400
Thermique ENR (**)	500	550	1 450	1 700
Hydraulique	25 300	25 400	25 400	25 400
Éolien	56	3 200	17 100	19 100
Total	112 309	115 560	138 610	143 930

REP = réacteur à eau légère pressurisée (parc actuel)

TAC = turbine à combustion

CCG = centrale à cycle combiné au gaz

(*) Les valeurs pour 2000 diffèrent légèrement des données officielles de l'Observatoire de l'énergie, en raison d'une différence de méthodologie (notamment sur la prise en compte des centrales « sous cocon »).

(**) Sur la base d'une production de 2,6 TWh pour 500 MW.

Dans ces conditions, l'équilibre offre - demande d'électricité s'établit comme suit :

(en TWh)	2000	2010	2020	2030
Ressources				
Production nucléaire brute	415,2	451,1	451,9	409,1
Production hydraulique brute	72,5	74,3	74,3	74,3
Production éolienne/solaire brute	-	7,1	38,4	42,9
Production thermique classique brute	53,1	75,9	106,8	187,2
Importations	3,7	-	-	-
Exportations	-73,2	-60,0	-38,0	-
Total disponibilités	471,3	548,3	633,3	713,5
Emplois				
Consommation des auxiliaires hors pompages	24,1	24,3	25,7	26,1
Consommation pour pompages	6,6	7,3	7,3	7,3
Consommation d'Eurodif	15,5	17,9	2,0	2,0
Pertes en ligne	29,9	35,6	46,4	53,0
Autres usages internes	8,4	10,0	13,1	15,0
Total branche énergie	84,5	95,1	94,5	103,4
Consommation finale	386,8	453,2	538,8	610,1
Consommation intérieure nette (énergie appelée)	440,6	516,7	600,3	680,1

Nota : 2000 n'est pas corrigée du climat

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.

3.2. Consommation d'énergie primaire

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.

	1973	1980	1990	2000	2010	2020	2030	TCAM 1990-2000	TCAM 2000-2030	TCAM 2020-2030
(en Mtep)										
Consommation d'énergie primaire (*)	179,6	189,9	229,8	269,1	300,3	322,1	339,4	+1,6%	+0,8%	+0,5%
dont:										
- usages énergétiques finals (*)	133,6	134,1	142,6	157,9	177,8	194,7	209,0	+1,0%	+0,9%	+0,7%
- usages non énergétiques	10,9	11,8	12,4	17,4	18,3	18,5	19,1	+3,4%	+0,3%	+0,3%
Taux de variation annuels (en %)										
Consommation d'énergie primaire (*)	+7,6	-1,6	+2,2	+2,2	+1,1	+0,7	+0,5			
PIB (en volume)	+5,4	+1,6	+2,6	+3,8	+2,3	+2,3	+2,3			

(*) Avec correction climatique jusqu'en 2002

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

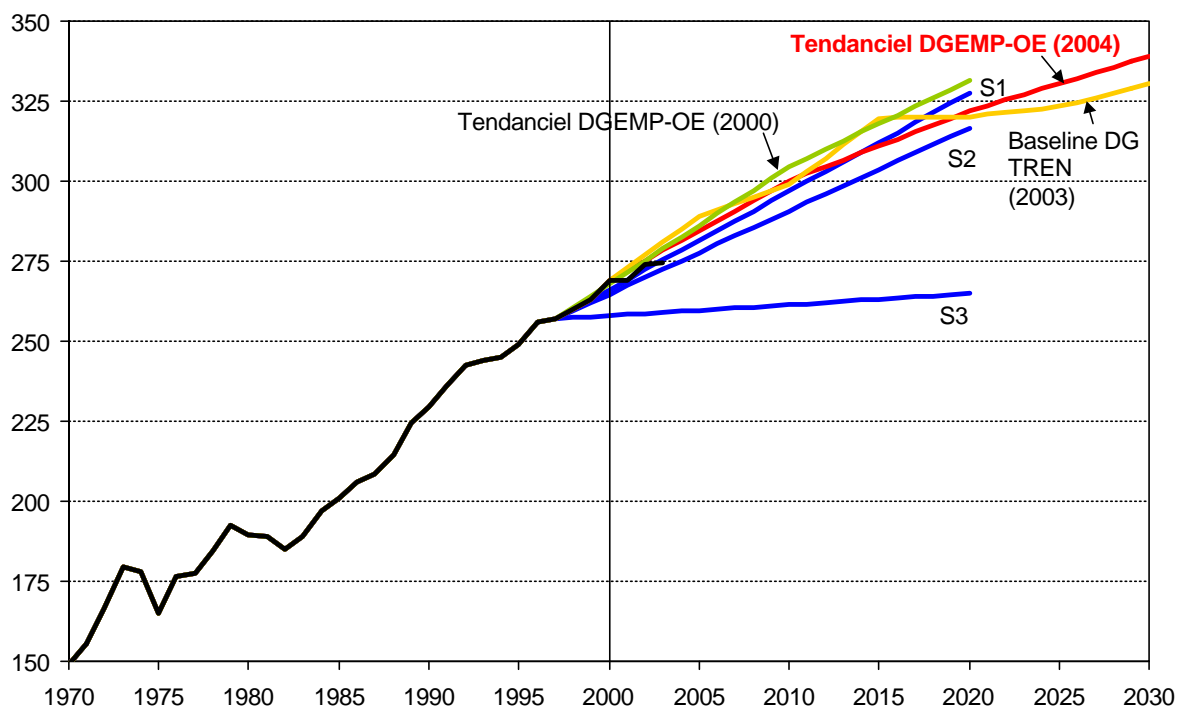


Figure 6 : Consommation totale d'énergie primaire, selon le scénario (en Mtep)

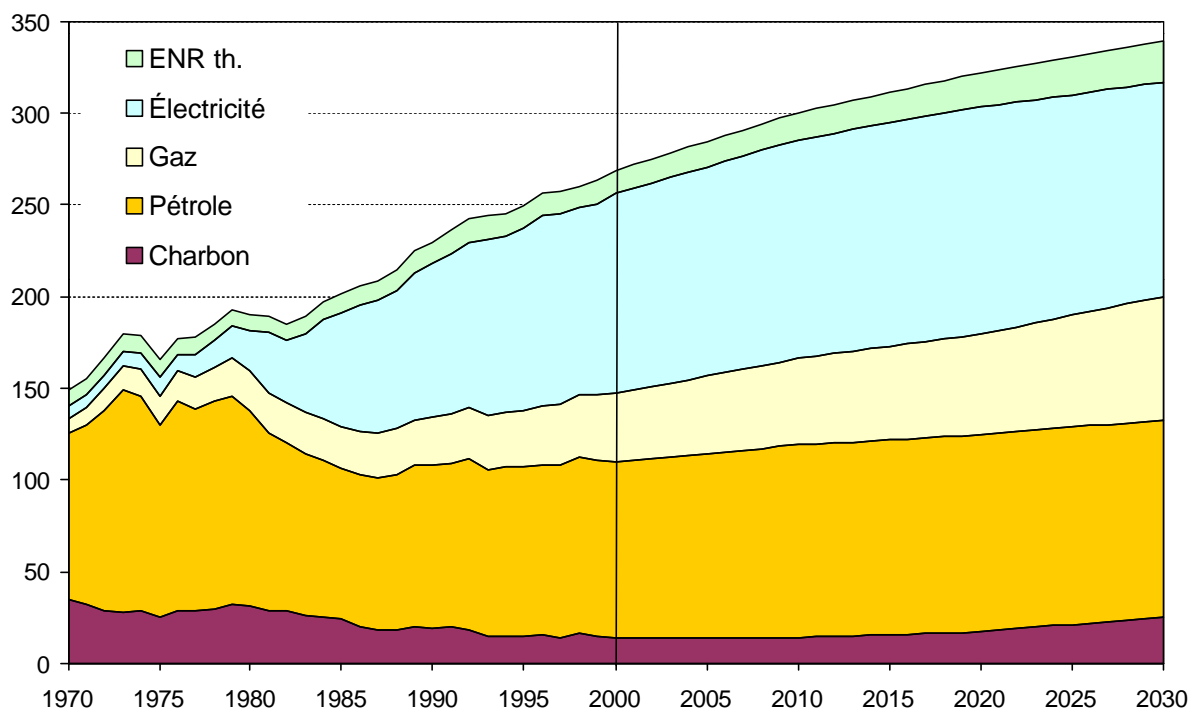


Figure 7 : Consommation totale d'énergie primaire du scénario tendanciel DGEMP-OE (2004) (en Mtep)

Consommation d'énergie primaire par forme d'énergie

en Mtep	1973	1980	1990	2000	2010	2020	2030	TCAM 1990-2000	TCAM 2000-2030	TCAM 2020-2030
Charbon	27,8	31,1	19,2	14,2	14,3	17,2	25,2	-3,0%	+1,9%	+3,9%
Pétrole	121,3	107,1	88,8	95,5	104,8	107,3	107,6	+0,7%	+0,4%	+0,0%
Gaz	13,3	21,2	26,4	37,3	47,2	54,9	67,4	+3,5%	+2,0%	+2,1%
Électricité primaire (*)	7,7	22,2	83,4	109,2	119,3	124,2	116,7	+2,7%	+0,2%	-0,6%
dont d'origine renouvelable (ex. hydro.) (**)	5,0	6,1	5,0	6,2	7,0	9,7	10,1	+2,2%	+1,6%	+0,4%
Énergies renouvelables therm. (***)	9,5	8,4	12,1	12,8	14,7	18,5	22,5	+0,6%	+1,9%	+1,9%
Total énergie primaire	179,6	189,9	229,8	269,1	300,3	322,1	339,4	+1,6%	+0,8%	+0,5%

(*) Nucléaire + hydraulique, éolien et photovoltaïque - solde des échanges

(**) Non corrigé du climat

(***) Hors hydraulique, éolien et photovoltaïque

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

Structure de la consommation d'énergie primaire

en %	1973	1980	1990	2000	2010	2020	2030	Écart 1990-2000	Écart 2000-2030	Écart 2020-2030
Charbon	15,5	16,4	8,3	5,3	4,8	5,3	7,4	-3,0	+2,1	+2,1
Pétrole	67,6	56,4	38,6	35,5	34,9	33,3	31,7	-3,1	-3,8	-1,6
Gaz	7,4	11,1	11,5	13,9	15,7	17,0	19,9	+2,4	+6,0	+2,8
Électricité primaire (*)	4,3	11,7	36,3	40,6	39,7	38,6	34,4	+4,3	-6,2	-4,2
Énergies renouvelables therm. (**)	5,3	4,4	5,3	4,8	4,9	5,8	6,6	-0,5	+1,8	+0,9
Total énergie primaire	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0			

(*) Nucléaire + hydraulique - solde des échanges

Écart en points

(**) Hors hydraulique, éolien et photovoltaïque

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. Le choix en faveur du charbon s'effectue pour un parc de 13 GW en 2030, soit une vingtaine de centrales, vraisemblablement placées près d'accès maritimes, profitant de niches de rentabilité, malgré un coût

de revient généralement plus faible pour la production d'électricité au gaz, conformément aux hypothèses. 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).

4. 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 **-1,3%** 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.

	1973	1980	1990	2000	2010	2020	2030	TCAM 1990-2000	TCAM 2000-2030	TCAM 2020-2030
PIB en volume (Md euros 1995)	731,6	878,1	1 121,0	1 348,8	1 693,2	2 125,5	2 668,2	+1,9%	+2,3%	+2,3%
Intensité énergétique primaire (*)	100,0	88,1	83,5	81,3	72,3	61,7	51,8	-0,3%	-1,5%	-1,7%
Intensité énergétique finale (*)	100,0	83,6	69,7	64,1	57,5	50,2	42,9	-0,8%	-1,3%	-1,6%

(*) en indice base 100 en 1973

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

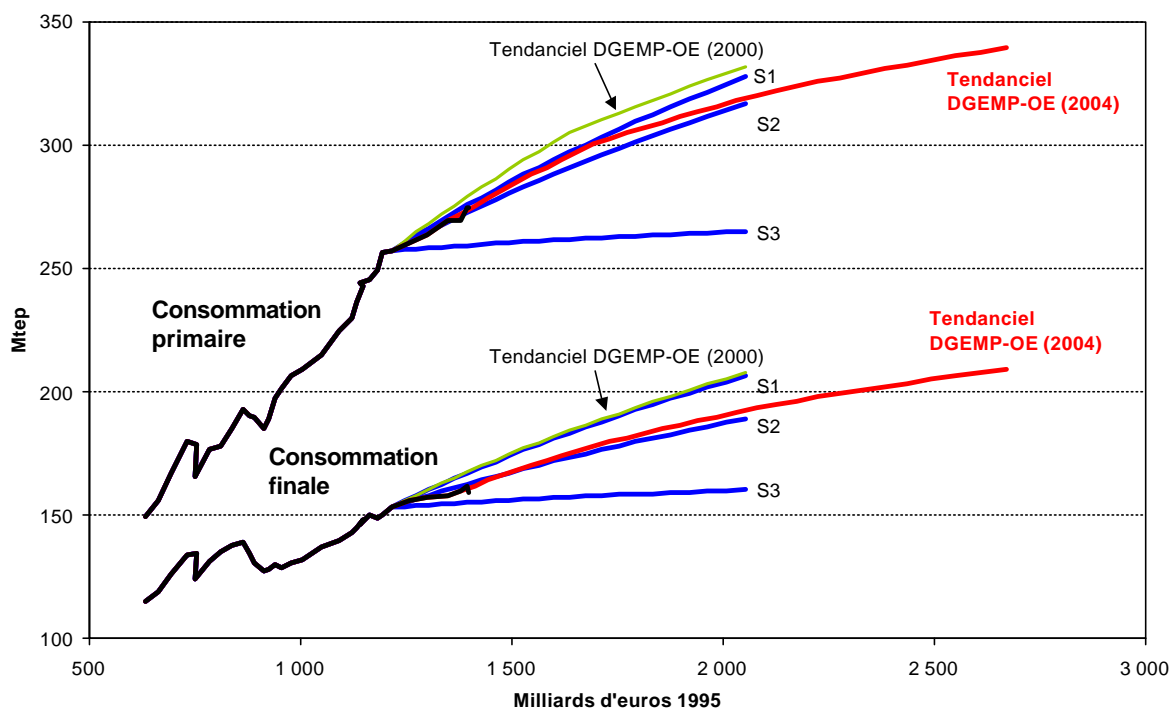


Figure 8 : Consommation énergétique primaire et finale en fonction du PIB, de 1970 à 2030, par scénario.

5. Émissions de CO2

Les émissions de CO2 correspondantes, dues aux seuls usages de l'énergie, pour ce scénario tendanciel peuvent être estimées, de façon simplifiée³ à partir des bilans énergétiques, en 2010 à 119 MtC (contre 102 MtC en 1990) et en 2030 à 146 MtC. Une accélération de la croissance des émissions apparaît à deux reprises :

- entre 2003 et 2010, surtout du fait des transports dont la consommation de carburants en 2010 ne tient pas compte, dans le modèle, de la stagnation observée sur 2000-2003 ;
- sur 2020-2030, du fait du remplacement, dans les hypothèses considérées, d'une partie des centrales nucléaires en fin de vie par des centrales au charbon et au gaz.

	1973	1980	1990	2000	2010	2020	2030	TCAM 1990-2000	TCAM 2000-2030	TCAM 2020-2030
Émissions totales de CO2 (en Mt C)	131,8	128,1	102,4	105,6	118,9	129,0	145,9	+0,3%	+1,1%	+1,2%
dont: - dues aux transports	21,4	26,2	34,0	40,0	45,5	49,6	53,8	+1,6%	+1,0%	+0,8%
- dues au résidentiel et tertiaire	36,8	31,0	26,3	27,0	30,2	30,6	28,9	+0,3%	+0,2%	-0,6%
- dues à l'industrie	35,7	31,0	23,2	21,2	21,0	21,5	22,3	-0,9%	+0,2%	+0,4%
- dues à l'agriculture	2,4	2,5	2,4	2,2	2,4	2,4	2,4	-0,6%	+0,2%	-
- dues à la production d'électricité	24,2	29,0	10,6	10,3	13,7	18,5	31,7	-0,3%	+3,8%	+5,5%
- autres de la branche énergie	11,2	8,4	5,9	4,9	6,1	6,4	6,9	-1,9%	+1,2%	+0,8%

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

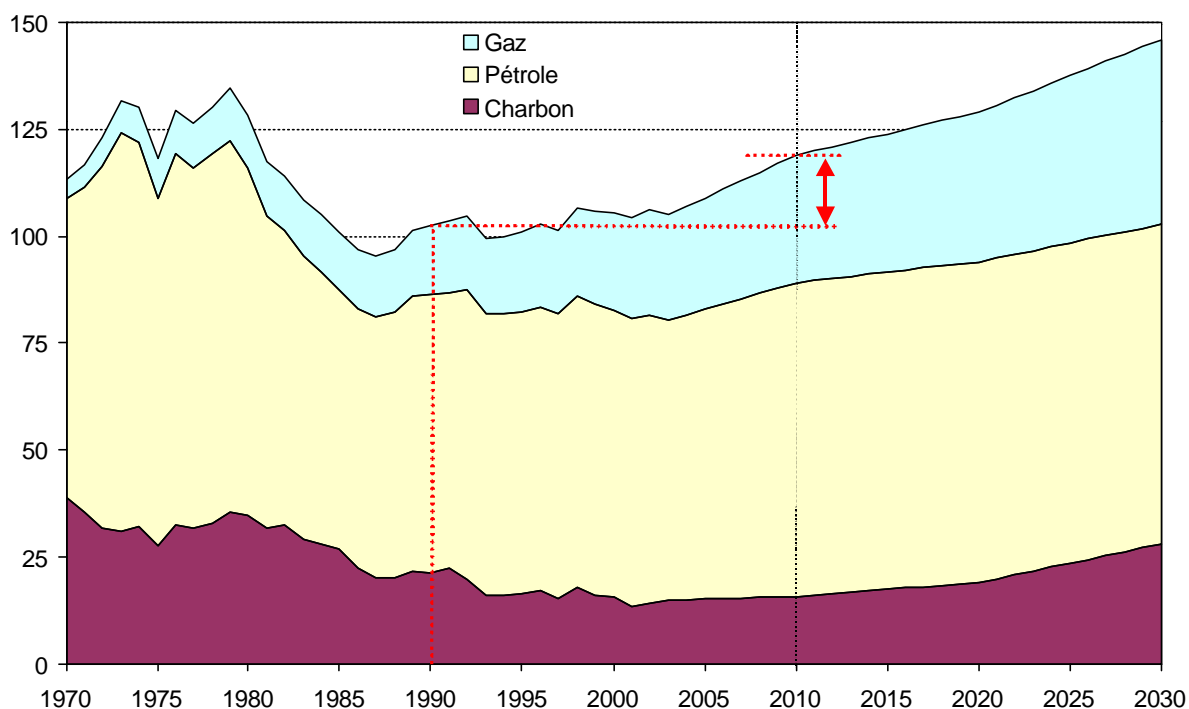


Figure 9 : Estimation des émissions de CO2 dues à l'usage de l'énergie, par type de combustible (en Mt de carbone).

³ Les émissions de CO2 issues de l'utilisation de l'énergie ont été calculées selon une méthode simple, mise au point par l'Observatoire de l'énergie. Les niveaux ainsi obtenus diffèrent légèrement de ceux de la méthode officielle de l'UNFCCC (format IPCC) ; par exemple, l'OE comptabilise l'ensemble des émissions dues aux carburateurs. Néanmoins, cette méthode permet d'obtenir des ordres de grandeur.

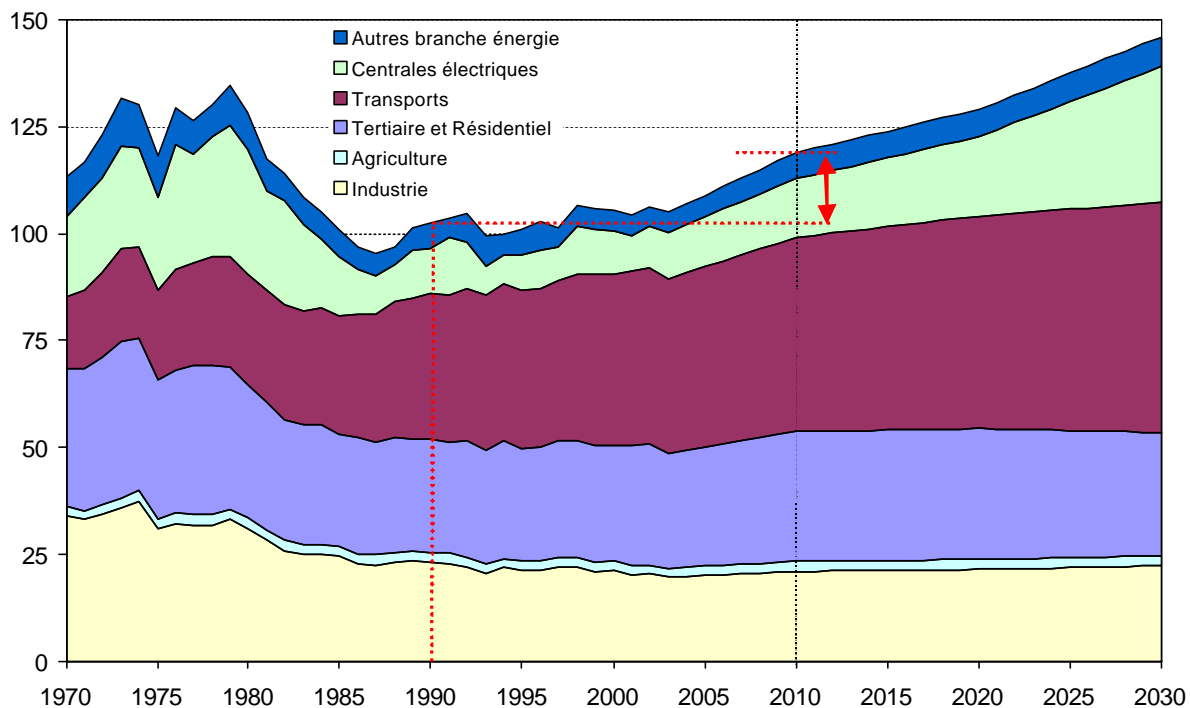


Figure 10 : Estimation des émissions de CO2 dues à l'usage de l'énergie, par secteur (en Mt de carbone).

6. Indépendance énergétique

Le scénario tendanciel fait logiquement apparaître une baisse du taux d'indépendance énergétique, d'environ 9 points sur 2000-2030, particulièrement sur la dernière décennie, du fait de l'hypothèse d'un partiel remplacement par du nucléaire des centrales arrivées en fin de vie.

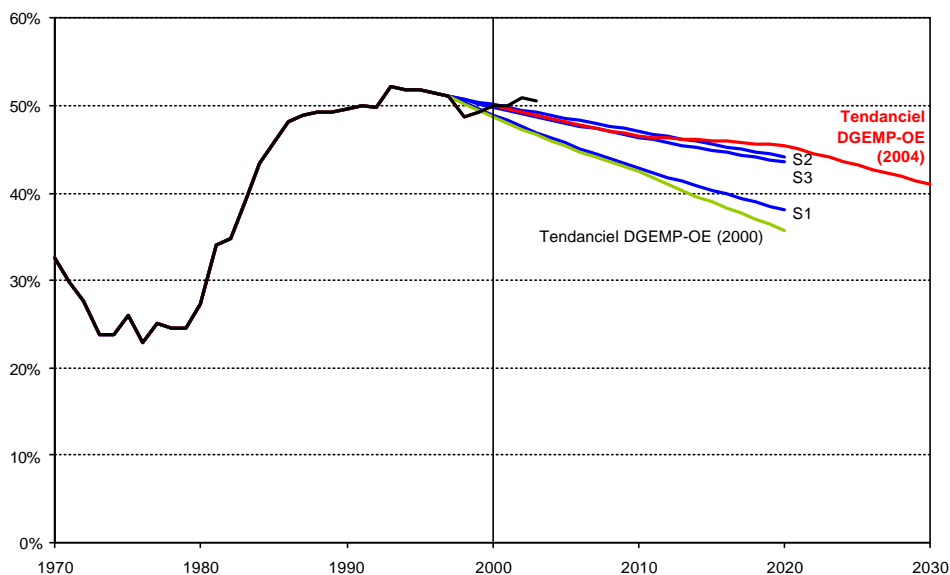


Figure 11 : Taux d'indépendance énergétique (production primaire rapportée à la consommation d'énergie primaire), par type de scénario.

7. Tentatives de variantes

Deux scénarios « en variantes » du scénario tendanciel ont été bâtis, de manière approximative à ce stade, afin d'examiner le champ des possibles à l'horizon 2030. Il convient donc de ne considérer ces scénarios qu'avec l'objectif d'obtenir des ordres de grandeur, sans considération de coûts ou de cohérence économique globale. Les points de passage « 2010 » et « 2020 » sont particulièrement incertains puisqu'il n'a pas été effectué de modélisation homogène à celle du scénario tendanciel.

- **Scénario X1** : abandon du nucléaire au fur et à mesure de l'arrivée des centrales en fin de vie (40 ans) et de leur remplacement par des centrales au gaz (principalement) ou au charbon ; efforts redoublés pour les économies d'énergie sur les énergies fossiles et pour le développement de l'usage des énergies renouvelables.
- **Scénario X2** : mêmes efforts en faveur des économies d'énergie et des énergies renouvelables (l'éolien atteint 26,7 GW en 2030) que pour X1, mais avec un développement soutenu du nucléaire (77,9 GW installés en 2030), qui évite d'avoir recours à des centrales thermiques classiques.

Les évolutions en énergie primaire et finale et en émissions de CO2 de ces différents scénarios sont comparées ci-après.

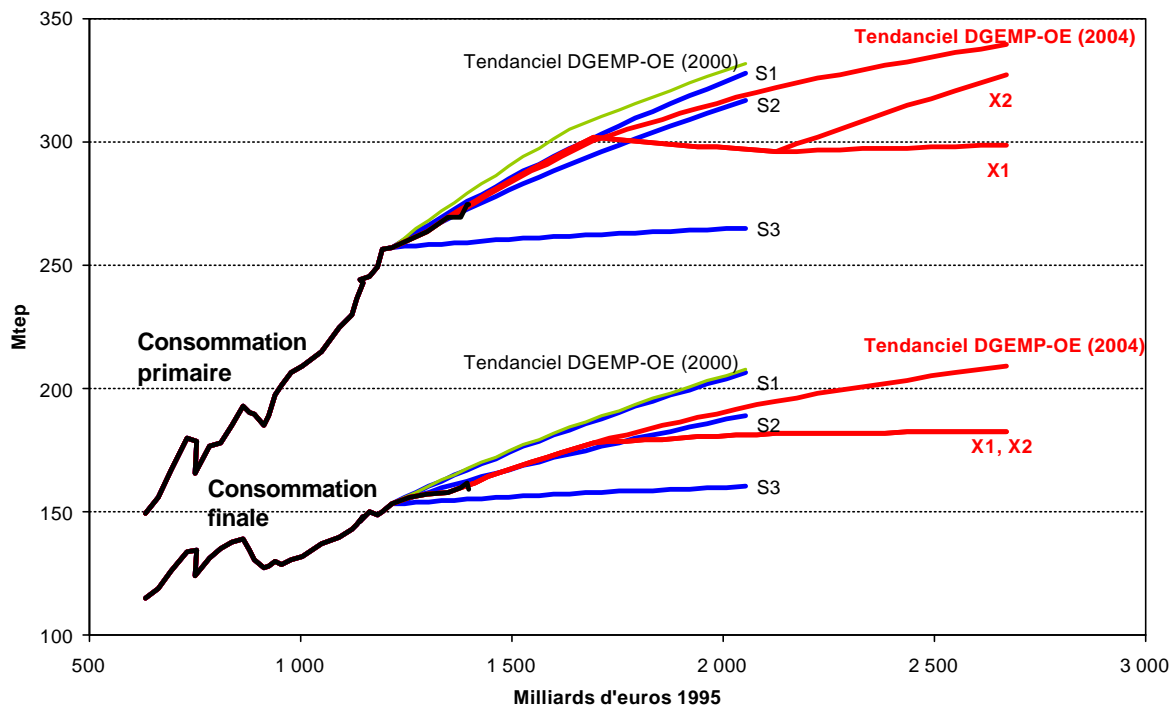


Figure 12 : Consommation énergétique primaire et finale (en Mtep) en fonction du PIB, de 1970 à 2030, par scénario, avec deux variantes X1 et X2.

Par construction, les deux variantes X1 et X2 évoluent de la même façon en énergie finale, mais X2 apparaît plus consommateur que X1 en énergie primaire (essentiellement pour des raisons de convention de conversion entre énergies exprimées en Mtep : le nucléaire est comptabilisé, selon les conventions internationales, avec un coefficient d'équivalence trois fois plus élevé que les autres modes de production d'électricité lorsqu'il est exprimé en tep/MWh).

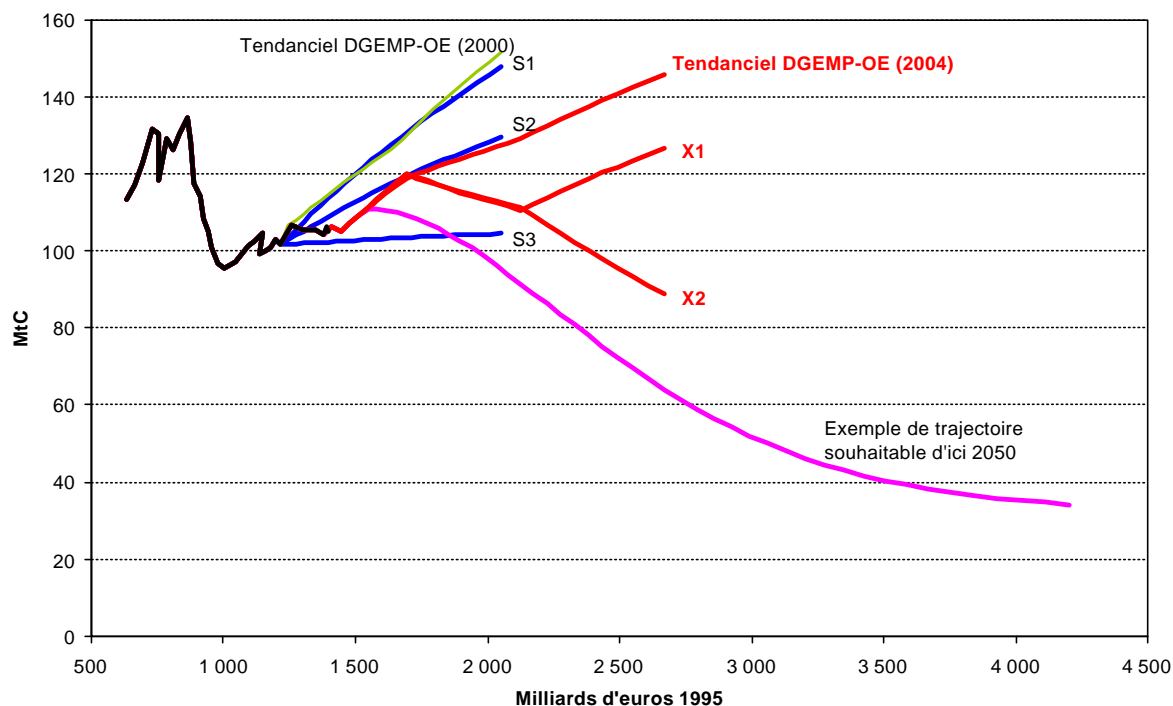


Figure 13 : Estimation des émissions de CO2 dues à l'usage de l'énergie, par type de scénario et pour une trajectoire « souhaitable » à 2050 (en Mt de carbone en fonction du PIB)

S'agissant des émissions de CO2, le scénario X2 est nettement plus favorable que X1 et tous deux évoluent plus sobrement que le scénario tendancier. Il n'est pas sûr que la projection X2 soit réaliste, mais elle témoigne que, pour un même effort (intense) d'économies d'énergie et d'usage des énergies renouvelables, le recours au nucléaire fait la différence entre les deux scénarios pour se rapprocher de l'objectif de diminution par quatre des émissions de CO2 d'ici 2050.

Plus généralement, il apparaît clairement que seul un scénario de type X2 permet d'être en ligne avec l'objectif de division par quatre des émissions de CO2 à l'horizon 2050, sauf à imaginer des ruptures technologiques majeures telles que la capture et séquestration du CO2.

*

*

*

Bilan observé en 2000

Mtep 2000	COMB.	PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENR	TOTAL
	SOLIDES	brut	raffiné	Nat.	Ind.	Produite	Cons.		

APPROVISIONNEMENT

Production (*)	2,3	1,4	0,4	1,5		114,4		11,9	132,0
Importation	12,8	85,6	30,0	36,3		0,3		0,0	165,1
Exportation	-0,6		-19,5	-0,7		-6,3			-27,0
Var. stocks	-0,5	-0,1	-1,0	-1,5					-3,1
Soutes maritimes internationales			-3,0						-3,0
Disponibilités	14,2	87,0	6,9	35,6		108,5		11,9	264,0

(*) production d'électricité nucléaire: 108,2 Mtep; d'électricité hydraulique et éolienne: 6,2 Mtep.

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

Raffineries		86,0	-80,8			-0,2	0,3		5,3
Centrales élec	6,3		1,3	2,5	0,9	-4,4		1,1	7,6
Pertes et ajust.	0,4	1,0	-1,0	0,6	-0,4	0,0	79,4	0,9	81,0
Total (a)	6,6	87,0	-80,5	3,1	0,5	-4,6	79,8	2,0	93,8

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Industrie	6,7		7,4	12,0	-0,5		11,9	1,2	38,8
Tertiaire	0,2		5,2	6,3			6,7	3,0	21,3
Résidentiel	0,5		11,0	13,3			14,3	6,3	45,3
Agriculture			2,4	0,3			0,2	0,1	3,0
Transports			48,2				0,9	0,3	49,4
Total (b)	7,4		74,2	31,9	-0,5		34,0	10,8	157,9

Consommation finale non énergétique

Total (c)	0,2		14,9	2,3	0,1				17,4
------------------	------------	--	-------------	------------	------------	--	--	--	-------------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

Total (a)+(b)+(c)	14,2	95,5		37,3			109,2	12,8	269,1
--------------------------	-------------	-------------	--	-------------	--	--	--------------	-------------	--------------

Scénario tendancier en 2010

Mtep 2010	COMB.	PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENR	TOTAL
	SOLIDES	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	300,3

(*) production d'électricité nucléaire: 117,6 Mtep; d'électricité hydraulique et éolienne: 7 Mtep.

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 ajust.	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4		86,5	0,0	86,1
Total (a)	7,1	83,5	-73,7	5,8	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
------------------	------------	--	-------------	------------	--	--	--	--	-------------

Scénario tendanciel en 2020

Mtep 2020	COMB.	PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENR	TOTAL
	SOLIDES	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	18,5	54,9		124,2		18,5	322,1

(*) production d'électricité nucléaire: 117,8 Mtep; d'électricité hydraulique et éolienne: 9,7 Mtep.

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 ajust.	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4		86,7	0,0	86,2
Total (a)	10,3	88,8	-78,8	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
------------------	------------	--	-------------	------------	--	--	--	--	-------------

Scénario tendanciel en 2030

Mtep 2030	COMB. SOLIDES	PÉTROLE brut raffiné		GAZ Nat. Ind.		ÉLECTRICITÉ Produite Cons.		ENR	TOTAL
--------------	--------------------------	-----------------------------------	--	----------------------------	--	---	--	------------	--------------

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

(*) production d'électricité nucléaire: 106,6 Mtep; d'électricité hydraulique et éolienne: 10,1 Mtep.

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 ajust.	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4		79,9	0,0	79,6
Total (a)	18,0	94,7	-84,9	15,9	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
------------------	-----	--	------	-----	--	--	--	--	------