



**Direction Générale de l'Énergie
et des Matières Premières
Observatoire de l'énergie**

61 boulevard Vincent Auriol
75703 Paris Cedex 13
Télédoc 162
Affaire suivie par Richard Lavergne

Paris, le 2 avril 2008 (rev.)

Scénario énergétique de référence DGEMP-OE(2008)

Rapport de synthèse

Plan

| | |
|---|----|
| 1. Contexte | 1 |
| 2. Objectifs et organisation | 2 |
| 3. Comparaison des résultats avec d'autres scénarios..... | 3 |
| 4. Hypothèses génériques et sectorielles sur la demande d'énergie..... | 4 |
| 4.1. Hypothèses génériques..... | 4 |
| 4.2. Hypothèses sectorielles sur la demande d'énergie..... | 5 |
| 5. Hypothèses sur les énergies renouvelables | 6 |
| 6. Hypothèses et modélisation de la branche électricité | 7 |
| 7. Approvisionnement pétrolier..... | 11 |
| 8. Bilans énergétiques exprimés selon le format approuvé par le Conseil d'orientation de l'Observatoire de l'énergie..... | 13 |
| 8.1. Bilan énergétique de 2006 | 13 |
| 8.2. Bilan énergétique de référence pour la France en 2020..... | 14 |
| 8.3. Bilan énergétique de référence pour la France en 2030..... | 15 |
| 9. Évolution de la consommation primaire et finale depuis 1970..... | 16 |
| 9.1. Consommation d'énergie primaire | 16 |
| 9.2. Consommation finale d'énergie..... | 17 |
| 10. Émissions de CO2..... | 19 |
| 11. Autres indicateurs..... | 20 |
| 12. Remarques et conclusions | 20 |

1. Contexte

Un scénario énergétique « de référence à caractère tendanciel » (« *Business as usual* » ou « *Baseline* »), à l'horizon 2020-2030, doit être produit tous les quatre ans par la France à la demande de l'AIE afin de permettre à celle-ci d'actualiser ses scénarios mondiaux (« *World Energy Outlook* »). Le dernier scénario de ce type ayant été réalisé en 2003-2004, il convient de lancer un nouvel exercice qui devra être apporté à la prochaine revue en profondeur par l'AIE de la politique énergétique française.

Plus précisément, il s'agit pour la DGEMP de représenter ce que deviendrait la situation énergétique de la France si aucune politique ou mesure nouvelle, autre que celles déjà en place ou décidées au 1^{er} janvier 2008 (donc, en particulier, avant mesures issues du « Grenelle de l'environnement »), n'était prise affectant cette situation (ni pour l'améliorer, ni pour la dégrader). Néanmoins, l'évolution du système énergétique est supposée s'effectuer dans un contexte de « sagesse conventionnelle » anticipant des choix politiques et des comportements des agents économiques considérés comme « raisonnables », de façon à ce qu'il ne s'agisse pas d'un scénario « repoussoir », même si son caractère tendanciel s'avère inapproprié. À titre d'exemple, outre l'AIE précitée, ce scénario peut

servir à établir un scénario « AME » (avec mesures existantes) pour les Communications nationales faites dans le cadre de la Convention Climat de l'ONU.

Les scénarios de la Commission « Energie » du CAS auraient pu être utilisés pour mener à bien cet exercice, d'autant que le consultant retenu par la DGEMP a travaillé avec le CAS pour la mise au point de ses scénarios. Néanmoins, plusieurs considérations ont milité pour procéder à un exercice distinct :

- Les scénarios du CAS se sont basés sur l'édition 2004 du scénario de référence de la DGEMP, en actualisant divers paramètres (prix des énergies notamment).
- Le concept de scénario de référence de la DGEMP se doit d'être aussi constant que possible dans le temps pour pouvoir maintenir un consensus sur cette « référence » au niveau national.
- Par ailleurs, le calage du modèle économique MEDEE sur la demande d'énergie dans les scénarios du CAS repose, pour l'essentiel, sur l'année 2000, alors qu'il existe désormais des données statistiques suffisamment complètes jusqu'à 2005. En outre, le MEDAD (SESP) a mis à disposition de la DGEMP une étude du BIPE fournissant un cadre prospectif macroéconomique de l'économie française à l'horizon 2020 qui a permis de renouveler les perspectives sectorielles d'activité dans l'industrie et le tertiaire.

2. Objectifs et organisation

L'Observatoire de l'énergie étant habilité par son arrêté de création du 29 juin 1982 à participer aux travaux de prospective à l'échelle nationale, la DGEMP lui a demandé de construire, à l'intention de l'ensemble des pouvoirs publics, des collectivités locales et des acteurs concernés, un cadre de travail harmonisé de référence qui s'applique à la situation énergétique française aux horizons 2020-2030, à la fois stable (d'où une actualisation seulement tous les quatre ans) et cohérent en terme d'offre, de demande et de transformation entre elles des différentes formes d'énergie.

Outre le rendez-vous quadriennal précité avec l'AIE, il est nécessaire à la DGEMP et, plus généralement, au MEDAD, de disposer dès 2008 d'un outil de simulation, basé sur un modèle économique suffisamment souple et fiable, afin de pouvoir préparer la politique énergétique et climatique française, notamment dans le cadre des suites du « Grenelle de l'environnement », ainsi qu'argumenter la position française sur la définition des objectifs nationaux pour atteindre, au niveau de l'UE, les objectifs du « Paquet énergie – climat » proposé par la Commission européenne.

La modélisation a été effectuée selon le schéma ci-dessous en réunissant les contributions de la DIDEME (PPI et hypothèses de coût pour l'électricité), RTE (modélisation du système électrique), IFP (modélisation de l'approvisionnement pétrolier), Enerdata (modélisation de la demande d'énergie et variantes du système énergétique complet) et l'Observatoire de l'énergie (réconciliation de l'offre et de la demande d'énergie dans un scénario énergétique « complet » avec des bilans énergétiques établis selon le format défini par le Conseil d'orientation de l'Observatoire, toutes formes d'énergie rassemblées).

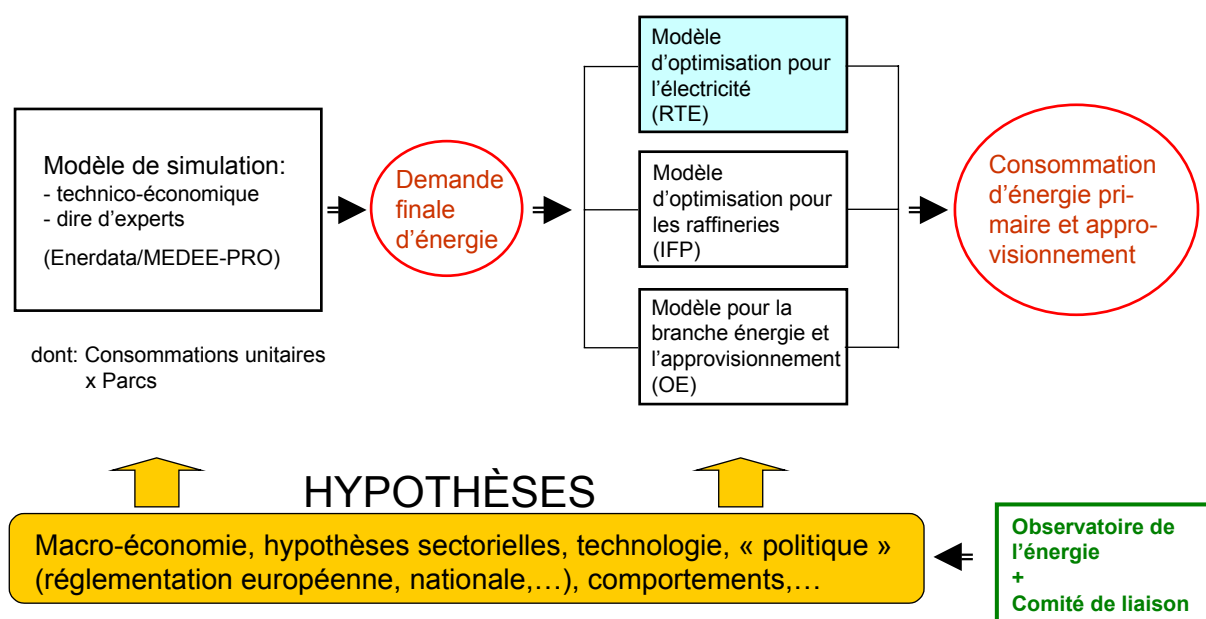


Figure 1 : Organisation de l'exercice de prospective DGEMP-OE(2008).

Le Comité de liaison, qui a été associé à l'ensemble des travaux considérés, était présidé par Pierre-Franck Chevet, Directeur général de l'énergie et des matières premières, et constitué, outre les services de la DGEMP (DIDEME, DIREM et l'Observatoire de l'énergie dont Jean-Michel Kehr qui a assuré les fonctions de rapporteur), des personnalités suivantes :

Nathalie Alazard-Toux, Directrice des affaires économiques de l'IFP
 Philippe Aussourd, CGPC
 Dominique Auverlot, Directeur au CAS (Centre d'Analyse Stratégique)
 Jean-Jacques Becker, MEDAD/DAEI
 Thierry Chambolle, Membre de l'Académie des technologies
 Daniel Delalande, MEDAD/D4E
 Ivan Faucheux, MINEFE/DGE
 Claude Gaillard, Conseil Général des Mines
 Jean-Claude Gazeau, MEDAD/Mission interministérielle de l'effet de serre
 Franck Jésus, MINEFE/DGTPE
 Carole Le Gall, Directrice à l'Ademe
 Claude Mandil, ancien Directeur exécutif de l'AIE
 Hervé Mignon, Directeur à RTE

3. Comparaison des résultats avec d'autres scénarios

L'examen des trois derniers scénarios de référence DGEMP-OE, publiés en 2000, 2004 et 2008, fait apparaître une vision tendancielle où l'efficacité énergétique s'améliore chaque fois un peu plus que dans l'édition antérieure.

En termes de consommation énergétique finale totale, la comparaison avec les scénarios contrastés du CGP (1998) et du CAS (2007) montre que le scénario de référence DGEMP-OE(2008) se place, comme ses deux prédécesseurs, dans la fourchette des scénarios de 1998 et 2007, avec une quasi-

identité¹ des trajectoires de référence pour CAS 2007 et DGEMP-OE(2008), malgré des hypothèses de prix et sectorielles sensiblement différentes mais qui, semble-t-il, se compensent.

Toujours selon ce critère de consommation énergétique finale totale, la comparaison avec le scénario « Baseline » que la Commission européenne (DG TREN) a publié en décembre 2007, montre (comme pour les éditions antérieures) que celle-ci est plus optimiste pour la France sur le progrès tendanciel en efficacité énergétique, ce qui peut révéler de sa part une sous-estimation des coûts d'adaptation.

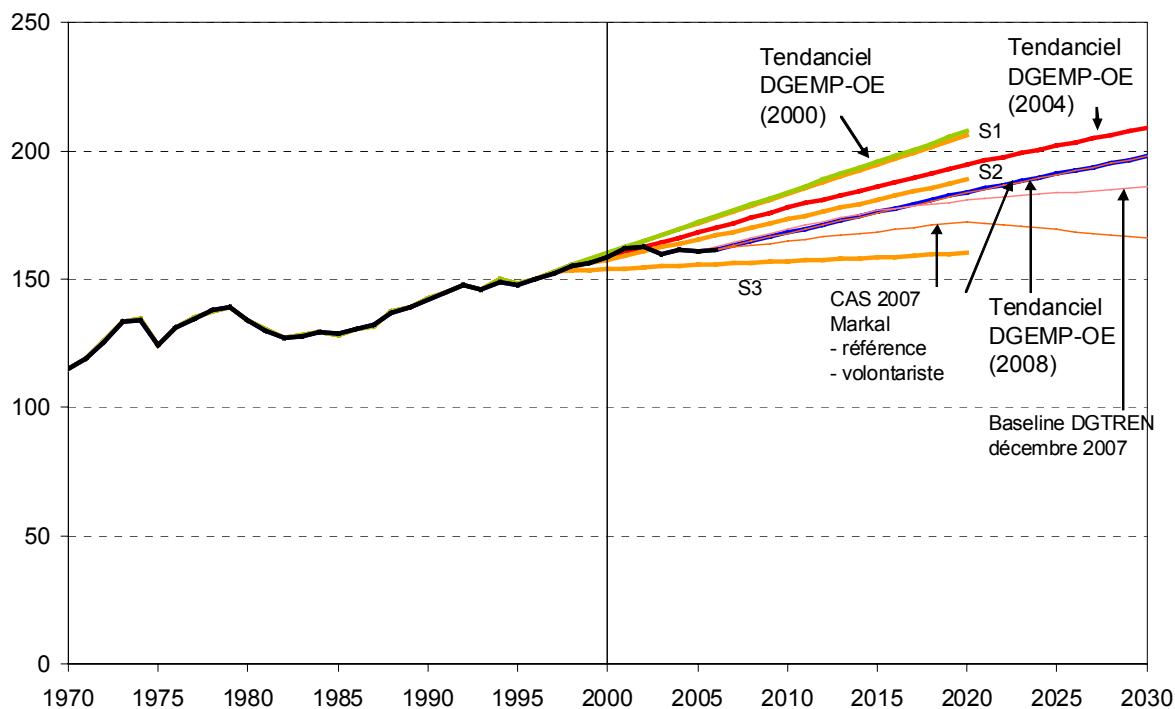


Figure 2 : Évolution de la consommation finale énergétique de la France, en Mtep, selon différents scénarios².

4. Hypothèses génériques et sectorielles sur la demande d'énergie

Pour cadrer le travail du consultant chargé de faire fonctionner le modèle, le Comité de liaison a défini les hypothèses et les principaux paramètres d'entrée des modèles.

4.1. Hypothèses génériques

Environnement international et géopolitique (PIB, population, réserves, etc.) : cf. World Energy Outlook 2007.

Scénario énergétique limité à la France métropolitaine (Corse comprise).

Activité économique nationale dans un contexte européen, dont taux de croissance du PIB : +2,1% par an sur 2008-2030

¹ Sous réserve que la terminologie du CAS est bien identique à celle de l'Observatoire de l'énergie s'agissant de la consommation énergétique finale.

² En supposant pour les scénarios CAS 2007 que la consommation finale du « non énergétique » n'est pas incluse.

Croissance démographique et emplois : scénario central INSEE, c-à-d 67,2 millions d'habitants (contre 60,8 en 2005, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,4%) et 31,6 millions de ménages (résidences principales) en 2030 (contre 25,4 en 2005, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,9%).

24,3 millions d'emplois dans le tertiaire en 2030 (à partir d'une étude du BIPE).

Taux de change de l'euro et du dollar US : 1,25 \$/euro sur 2008-2030

Prix des énergies et du CO2 :

- pétrole brut Brent : 70 \$/bl sur 2008-2030
- gaz indexé sur le prix du Brent : 7 \$/MBtu sur 2008-2030
- charbon : 80 \$/t sur 2008-2030
- quota CO2 (Europe) : 22 €/t CO2 en 2020 et 24 €/t CO2 en 2030, avec attribution gratuite (en dollar et euro constant 2006)

Suites du « Grenelle de l'environnement » : non prises en compte dans le scénario de référence (sauf exception dûment motivée), puisqu'il s'agit d'évaluer les efforts nécessités par la mise en place du Grenelle.

Hypothèses de progrès technique et de mise en œuvre à grande échelle de nouvelles technologies (captage et stockage du carbone (CSC), rendement des équipements, innovations, etc.) : pas de CSC en référence avant 2030.

Effet des directives publiées jusqu'au 1^{er} janvier 2008 sur l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz.

Pas d'effets pris en compte des PNAQ sur l'implantation des sites industriels et leur délocalisation éventuelle.

Post Kyoto : on suppose qu'il se poursuit en tendanciel.

4.2. Hypothèses sectorielles sur la demande d'énergie

Les hypothèses de demande résultent de contacts entre le consultant Enerdata et des instances ou experts reconnus, avant validation par le Comité de suivi. Ont été auditionnés à ce titre, entre autres, le MINEFE (Direction générale des entreprises), l'Ademe, le CGPC, la DAEI et le Secrétariat général du MEDAD. Le détail des hypothèses figure dans le rapport de l'étude confiée à Enerdata.

Hypothèses sur la demande d'énergie dans l'industrie

Evolutions par branche (production de la branche, consommation d'énergie), à partir d'une étude du BIPE ajustée : l'activité des industries de base stagne mais celle des autres industries progresse.

Industries grosses consommatrices d'énergie (IGCE) :

- Métaux ferreux, acier brut : stabilité (selon DGE)
- Métaux non ferreux, aluminium : stabilité (selon DGE)
- Chimie (chlore, ammoniac, éthylène,...)
 - chlore : 1,5 Mt en 2010 puis 1,3 Mt en 2020 et 2030 (selon DGE)
 - éthylène : 3,0 Mt (2010, 2020 et 2030) (selon DGE)
 - ammoniac : stabilité sur la période (selon DGE)
- Matériaux de construction : clinker à 13,7 Mt en 2030 (selon Enerdata et DIREM, contre 17,3 Mt en 2005), mais stabilité pour la production de ciment
- Verre en forte croissance, à 6,4 Mt en 2030 (contre 5,5 en 2005)
- Agro-alimentaire : sucre à 2,9 Mt en 2030 (selon DGE, contre 4,4 en 2005)
- Pâte, papier, carton : 22,8 Mt en 2030 pour le papier (contre 10,3 en 2005, en lien avec une analyse, d'une part, des projets d'investissement annoncés par les principaux papetiers scandinaves implantés en France, d'autre part, des conflits prévisibles d'usage du bois dans la plupart des autres pays d'Europe), 2,5 Mt en 2030 pour la pâte (contre 2,6 en 2005)

Demande d'énergie dans le tertiaire

Réglementation thermique 2000 et 2005 sur le neuf : 15% d'efficacité énergétique chacune au bout de 5 ans.

Evolution des consommations unitaires et des parcs et/ou des emplois : hypothèse de 0,5% par an de gain en efficacité énergétique par emploi.

Electricité spécifique (hors chauffage) : la consommation est en hausse car la croissance du taux d'équipement en produits électrotechniques et informatiques annule l'effet LBC.

Hypothèses sur la demande d'énergie dans l'habitat

Réglementation thermique 2000 (RT 2000) et 2005 (RT 2005) sur le neuf : 15% d'efficacité énergétique chacune au bout de 5 ans.

Efficacité de la réglementation thermique limitée à 75% de l'effet théorique (selon CEREN).

Evolution des consommations unitaires et des parcs

Données de cadrage pour les parcs (résidences principales et secondaires, logements, foyers, surface par logement et personne / foyer)

350 000 nouvelles résidences principales par an jusqu'à 2010 puis 300 000 par an jusqu'en 2030.

Modes de chauffage (dont électrique) : les besoins unitaires de chauffage s'accroissent pour le parc construit avant 1975 (dont la part du parc reste égale à 43% en 2030), sont stables pour le parc de 1975-1990 et diminuent progressivement pour le parc postérieur à 1990.

Eau chaude sanitaire (ECS) : les besoins par personne évoluent d'un indice 1,2 en 2005 à un indice 1,5 en 2030.

Pompes à chaleur et énergies renouvelables : pénétration progressive mais les PAC réversibles ont tendance à engendrer un développement de la climatisation.

Eclairage : pénétration progressive des lampes à basse consommation (LBC) mais prise en compte d'un « effet rebond ».

Hypothèses sur la demande d'énergie pour les transports

Evolution des consommations unitaires et des parcs.

Raisonnement en consommations (et non en livraisons).

Les petits VUL (véhicules utilitaires légers) sont intégrés dans les VP (véhicules particuliers).

Elasticité PIB prise en compte : 2,1% de croissance du PIB donne 1,6% de croissance des transports.

TIPP stable en euros constants avec stabilisation des parts de marché essence/gazole.

Incorporation des biocarburants : taux de 6% de biocarburants en 2010, puis 7% en 2020 et 10% en 2030 (l'objectif de 7% en 2010 n'est pas considéré comme réaliste dans le scénario de référence, voir aussi les hypothèses sur les énergies renouvelables).

Suites de l'accord ACEA (envisagé 140 g CO₂/v-km) pour les véhicules neufs avec hypothèse de non-pénétration véhicules hybrides. Il s'agit d'un équivalent calorifique et le carburant est éventuellement importé. On adopte 150 g en 2010 puis 140 g en 2020 et 2030.

Infrastructures structurantes (feroutage, tunnels, canaux, etc.) : tendances du transport à long terme telles que les a décrit le SESP de la DAEI (MEDAD).

5. Hypothèses sur les énergies renouvelables

Conformément à la définition du scénario de référence, les hypothèses sur la production d'énergies renouvelables supposent qu'il n'y ait pas de mesures nouvelles autres que celles déjà en place ou décidées de façon sûre et détaillée. Néanmoins, au titre de la « sagesse conventionnelle », il a été admis un prolongement des crédits d'impôt et des tarifs d'achat de l'électricité d'origine renouvelable à leurs niveaux actuels.

Le tableau suivant détaille l'application de ces hypothèses à l'évolution de la production d'énergies renouvelables sous forme électrique et thermique.

| Métropole, climat réel | 2004 | | 2005 (1) | | 2006 (2) | | 2020 | | 2030 | |
|--|----------------------|---------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|
| | Électri- cité | Therm. (3) | Électri- cité | Therm. (3) | Électri- cité | Therm. (3) | Électri- cité | Therm. (3) | Électri- cité | Therm. (3) |
| | en TWh (ou MW) | en Mtep | en TWh (ou MW) | en Mtep | en TWh (ou MW) | en Mtep | en TWh (ou MW) | en Mtep | en TWh (ou MW) | en Mtep |
| Productible hydraulique, pompages inclus (sagesse conventionnelle : on compense les éventuelles baisses du productible) | 69,8 | | 69,9 | | 70,0 | | 70,0 | | 70,0 | |
| Pompages « non renouvelables » | -5,2 | | -4,7 | | -5,3 | | -5,3 | | -5,3 | |
| Eolien (MW) | 350 | | 715 | | 1 400 | | 17 000 | | 20 000 | |
| Energies marines (MW) | | | | | | | 10 | | 20 | |
| Solaire photovoltaïque (MW) (PPI de 2015 atteinte en 2020) | 27 | | 36 | | 54 | | 500 | | 600 | |
| Solaire thermique | | 0,018 | | 0,021 | | 0,027 | | 0,20 | | 0,25 |
| Géothermie profonde | | 0,13 | | 0,13 | | 0,13 | | 0,15 | 0,01 | 0,25 |
| Pompes à chaleur | | 0,321 | | 0,371 | | 0,437 | | 0,90 | | 1,20 |
| Déchets urbains solides renouvelables | 1,62 | 0,36 | 1,59 | 0,34 | 1,53 | 0,32 | 1,60 | 0,30 | 1,70 | 0,28 |
| Bois énergie et résidus de récoltes (+400 MW d'appels d'offres pour des centrales électriques en 2020) | 1,33 | 8,97 | 1,41 | 8,96 | 1,43 | 8,76 | 3,50 | 10,50 | 4,00 | 12,00 |
| Biogaz | 0,45 | 0,055 | 0,49 | 0,054 | 0,50 | 0,054 | 0,70 | 0,10 | 1,00 | 0,20 |
| Biocarburants (taux d'incorporation en pouvoir calorifique) (4) | | 0,8% | | 1,0% | | 1,75% | | 7% | | 10% |
| Déchets urbains solides non renouvelables | 1,62 | 0,36 | 1,59 | 0,34 | 1,53 | 0,32 | 1,60 | 0,30 | 1,70 | 0,28 |

Source : Observatoire de l'Énergie

(1) provisoire

(2) estimé

(3) production thermique sous forme de chaleur ou de force motrice

(4) première génération seulement, avec un point de passage à 6% en 2010 correspondant aux usines en construction.

6. Hypothèses et modélisation de la branche électricité

Maintien du principe de l'existence de tarifs réglementés qui influent sur les prix au consommateur final.

PPI prise en compte, sauf mention contraire, jusqu'à l'horizon 2015.

Part d'électricité d'origine renouvelable : l'objectif indicatif de la directive SER, soit 21% d'ici 2010, n'est pas considéré comme réaliste dans le scénario de référence.

Coûts de la production d'électricité : hypothèses fournies par la DIDEME en prenant en compte les contraintes de l'exercice.

Parc nucléaire de 2020 et 2030 adapté à un maintien - conformément à la déclaration du Président de la République - de sa puissance totale à partir de 2015, en jouant, pour les besoins de la modélisation, sur la durée de vie des centrales (puissance totale installée égale à 65,4 GW en 2020 et 2030, contre 63,3 GW aujourd'hui et contre 50,7 GW en 2030 dans le scénario de référence de 2004).

Cogénération : maintien du parc à son niveau de 2006 (sur la base de l'enquête réalisée par l'Observatoire de l'énergie).

Solde exportateur en 2020 et 2030 obtenu comme résultat du modèle RTE (ce qui donne 53,7 TWh et 22,8 TWh pour les soldes exportateurs de 2020 et 2030 respectivement, contre 63,3 TWh en 2006), alors qu'il était pris par hypothèse égal à 0 dans le scénario de référence de 2004.

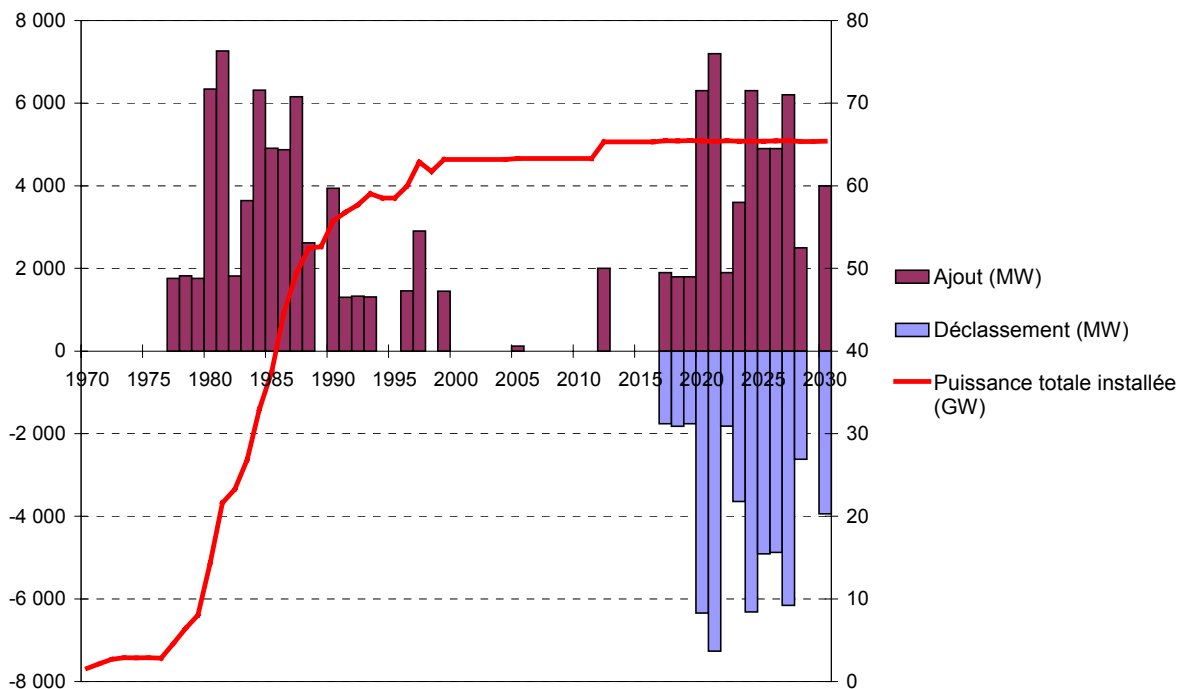


Figure 3 : Évolution fictive du parc nucléaire français dans le scénario de référence DGEMP-OE (2008) (échelle de gauche : entrées en service / retraits de réacteurs ou ajouts / retraits de puissance installée ; échelle de droite : puissance totale du parc installé).

La modélisation réalisée par RTE comprend trois étapes :

- élaboration des projections de consommation intérieure nette d'électricité en 2020 et 2030 en sommant les consommations finales sectorielles issues de la modélisation d'Enerdata, la consommation électrique du secteur énergie et les pertes sur les réseaux électriques, puis reconstitution des puissances électriques correspondantes, les sous-secteurs étant regroupés en fonction de l'homogénéité de leur profil de charge ;
- description des éléments constitutifs du parc de production (devenir du parc existant, futurs moyens disponibles) ;
- étude de l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité (besoins en puissance, bilan électrique, ajustement du parc thermique classique, solde exportateur, ratio ENR, émissions de CO₂) ; le risque de « défaillance » pris en considération est maintenu inférieur à trois heures par an en espérance sur toute la période, soit le même critère que celui utilisé dans le « Bilan prévisionnel » de RTE.

Les usages spécifiques de l'électricité (résidentiel et tertiaire) – concentrés sur des périodes de la journée où l'activité est la plus forte - constituent le moteur de la croissance de la demande électrique. Par ailleurs, entre 2005 et 2020, le chauffage électrique progresse de 20 TWh (+35%) et, dans le même temps, la climatisation (tertiaire) progresse de 7 TWh. Le développement de ces usages contribue au fort accroissement des pointes de consommation.

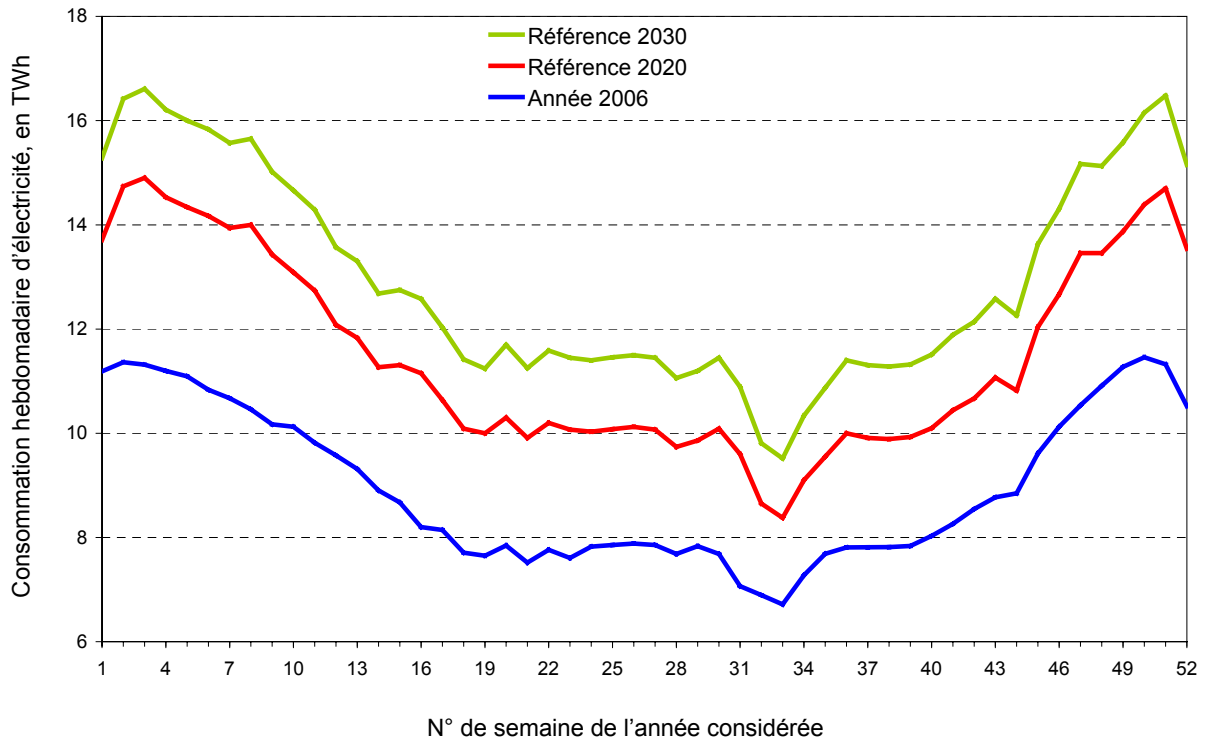


Figure 4 : Accroissement de la saisonnalité dans la consommation hebdomadaire d'électricité entre 2006 et 2020-2030 (source : RTE, avec hypothèses de l'Observatoire de l'énergie).

Dans le scénario de référence, l'amplitude journalière de la consommation d'électricité double quasiment en 2030 par rapport à aujourd'hui, comme le montre le graphique ci-après.

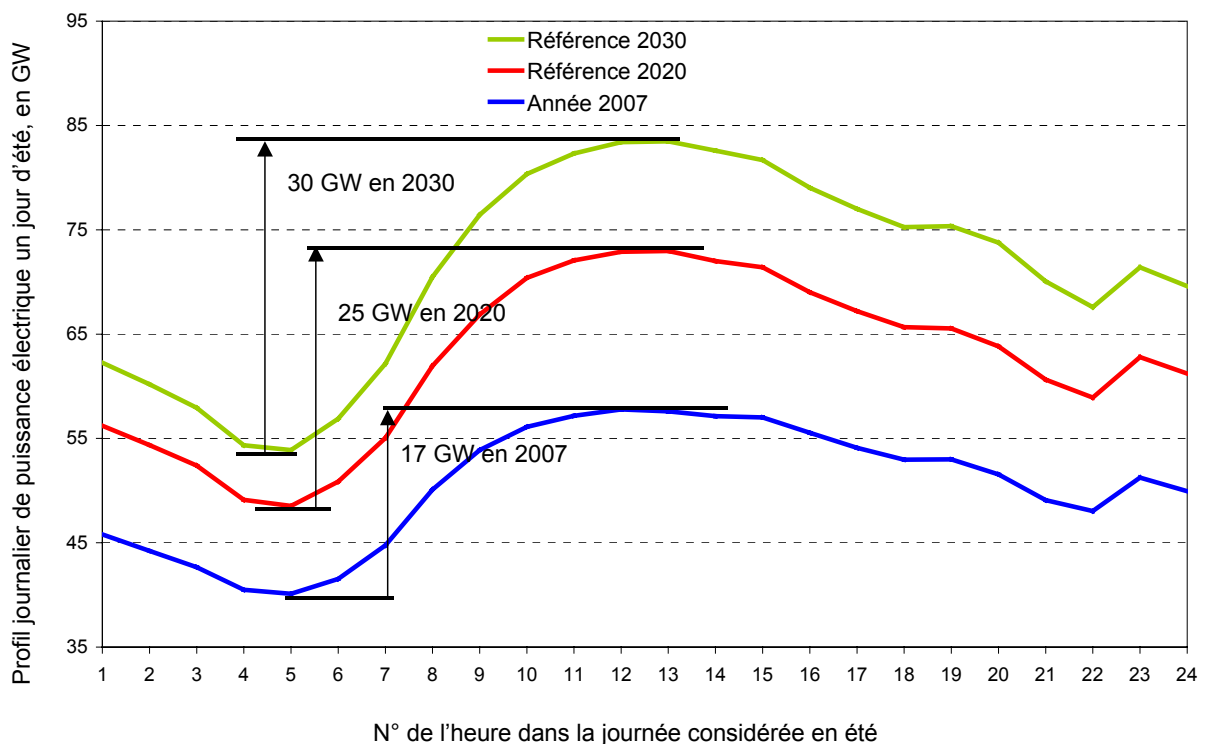


Figure 5 : Évolution de l'amplitude journalière au cours d'une semaine d'été en 2007, 2020 et 2030 (source : RTE, avec hypothèses de l'Observatoire de l'énergie).

La contribution des énergies renouvelables et du nucléaire à la production d'électricité étant fixée de manière exogène, le modèle de RTE optimise économiquement la production thermique classique et le commerce extérieur en fonction des besoins. Sur la base des coûts proposés par la DIDEME, en prenant en compte les hypothèses du présent exercice, trois technologies de centrales thermiques classiques sont considérées par RTE pour la semi-base et la pointe :

- cycle combiné au gaz : puissance nette de 450 MW, rendement de 58%, émissions de 350 gCO₂/kWh ;
- centrale au charbon à haut rendement : puissance nette de 900 MW, rendement de 45% (supercritique), dépollution du SO₂ et des NO_x, pas de séquestration du CO₂, d'où des émissions de 770 gCO₂/kWh ;
- turbine à combustion au fioul : puissance nette de 175 MW, rendement de 35%.

Il apparaît notamment à travers la modélisation de RTE que, sur la base des données techniques et économiques de ce scénario de référence et sans contrainte exogène de sécurité d'approvisionnement qui réduirait l'usage du gaz, il n'y a pas de développement libre des centrales au charbon et seules subsistent en 2030 celles de 600 MW ayant fait l'objet d'un traitement contre les pollutions locales (SO₂ et NO_x). Pour des raisons similaires, les centrales au fioul - autres que les TAC - sont toutes arrêtées entre 2020 et 2030.

Le parc de production d'électricité installé de 2020 à 2030, par application du modèle RTE avec les hypothèses du scénario tendanciel, intègre un renforcement important des moyens de semi-base et de pointe destinés à répondre à la forte croissance des usages spécifiques de l'électricité (entre 2007 et 2020 : 11,8 GW de CCG et 8,1 GW de TAC ; entre 2020 et 2030 : 8,8 GW de CCG et 6,9 GW de TAC), comme l'indique le tableau ci-après :

| <i>(en GW de puissance nette installée) (*)</i> | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Nucléaire | 63,2 | 63,3 | 65,4 | 65,4 |
| Charbon | 8,2 | 6,5 | 2,9 | 2,9 |
| CCG | - | 1,0 | 12,8 | 21,6 |
| Fioul | 3,5 | 4,5 | 5,1 | - |
| TAC fioul et gaz | 0,8 | 0,8 | 8,9 | 15,8 |
| Gaz dérivés (gaz de hauts fourneaux) | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Thermique divers non ENR (auto-production, cogénération,...) | 7,7 | 8,4 | 7,7 | 7,9 |
| Thermique à base de renouvelables | 0,5 | 0,5 | 0,9 | 1,0 |
| Hydraulique | 25,3 | 25,5 | 25,5 | 25,5 |
| Éolien | 0,1 | 1,4 | 17,1 | 20,1 |
| Photovoltaïque | - | - | 0,5 | 0,6 |
| Total | 109,6 | 113,3 | 147,0 | 161,0 |

TAC = turbine à combustion.

CCG = centrale à cycle combiné au gaz.

(*) Les valeurs pour 2000 et 2006 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 »).

Tableau 1 : Puissance nette installée du parc électrique par catégorie de technologie (en GW).

Par ailleurs, il est pris en compte dans le système électrique la possibilité d'importation pour les pointes à hauteur de 3 GW en 2020 et 5 GW en 2030.

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

| en TWh | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | TCAM 2000- 2006 | TCAM 2006- 2030 | TCAM 2020- 2030 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Production nucléaire brute | 415,2 | 450,2 | 478,0 | 481,7 | +1,4% | +0,3% | +0,1% |
| Production hydraulique/éolienne/photov. brute (*) | 72,5 | 63,8 | 109,5 | 116,3 | -2,1% | +2,5% | +0,6% |
| Production thermique class. Brute | 53,1 | 60,5 | 104,9 | 142,8 | +2,2% | +3,6% | +3,1% |
| Importations | 3,7 | 8,5 | - | - | | | |
| Exportations | -73,2 | -71,9 | -53,7 | -22,8 | | | |
| Total disponibilités | 471,3 | 511,1 | 638,6 | 718,0 | +1,4% | +1,4% | +1,2% |
| Consommation des auxiliaires (brut – net) | 24,1 | 25,7 | 29,7 | 32,0 | | | |
| Pompages | 6,6 | 7,5 | 7,4 | 7,4 | | | |
| Consommation d'Eurodif | 16,0 | 18,5 | 0,7 | 0,7 | | | |
| Autres usages internes | 7,9 | | 9,6 | 9,7 | | | |
| Pertes en ligne | 29,9 | 31,8 | 39,1 | 44,0 | | | |
| Total branche énergie | 84,5 | 83,5 | 86,5 | 93,8 | -0,2% | +0,5% | +0,8% |
| Consommation finale d'électricité | 386,8 | 427,6 | 552,1 | 624,2 | +1,7% | +1,6% | +1,2% |
| Consommation intérieure (énergie appelée) | 440,6 | 478,0 | 601,5 | 678,6 | +1,4% | +1,5% | +1,2% |
| (*) dont puissance éolienne installée (MW) : | 56 | 2 200 | 17 100 | 20 100 | | | |

TCAM : taux de croissance annuel moyen, en %

Tableau 2 : Équilibre offre-demande pour l'électricité (en TWh).

7. Approvisionnement pétrolier

Comme pour RTE en ce qui concerne l'électricité, l'IFP a effectué pour le pétrole des simulations dont les résultats sont liés aux hypothèses de l'exercice et, en particulier, celles portant sur la demande de produits raffinés - établie par Enerdata - qui est adressée à l'industrie du raffinage.

La production de cette industrie a été simulée par l'IFP au niveau européen et les résultats peuvent donc aussi être affectés par les hypothèses faites à ce niveau pour la demande ainsi que les échanges extérieurs (qui concernent notamment les exportations d'essence et de fioul lourd, ainsi que les importations de gazole). La qualité des carburants est celle d'ores et déjà définie pour l'horizon 2010, au niveau de l'UE, notamment 10 ppm de soufre pour les carburants et 1 000 ppm de soufre pour le fuel domestique. Une partie des soutes maritimes (30%) a été supposée être à 1,5% de soufre. En ce qui concerne les biocarburants, pour l'UE en, dehors de la France, les teneurs ont été prises égales à 10% à partir de 2020.

Pour un prix du pétrole et une demande de produits pétroliers définie pour la France à partir des simulations réalisées par Enerdata sur les consommations finales pétrolières (l'IFP procédant ensuite à une répartition selon les différents produits pétroliers), le modèle de raffinage Gemme fournit l'approvisionnement en pétrole brut des raffineries, la marche des raffineries, les émissions (SO₂ : 1 000 mg/Nm³ jusqu'en 2020, 600 mg/Nm³ au delà), la composition des produits, les investissements (unités de raffinage) et les coûts marginaux des produits pétroliers (prix d'offre - sortie raffinerie).

Le modèle IFP représente l'UE-15 en six centres de raffinage, pouvant avoir des échanges. La demande et l'approvisionnement Europe sont les mêmes que ceux de l'exercice précédent de prospective énergétique DGEMP-OE(2004). Le commerce extérieur extra communautaire de produits pétroliers observé en 2005 a été maintenu à l'identique.

Les résultats de la simulation réalisée par l'IFP comprennent notamment, pour les horizons 2020 et 2030 :

- les bilans entrée-sortie du raffinage (approvisionnement et production),
- la structure d'offre et de demande de produits pétroliers en lien avec le raffinage français.

| en Mtep | 2006 | | 2020 | | 2030 | |
|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | Entrée | Sortie | Entrée | Sortie | Entrée | Sortie |
| Pétrole brut | 83,2 | | 79,3 | | 80,6 | |
| Autres charges (*) | | | 2,9 | | 2,9 | |
| Produits | | 78,5 | | 75,2 | | 76,4 |
| Autoconsommation | | 4,2 | | 4,5 | | 4,5 |
| Pertes | | 0,5 | | 2,5 | | 2,6 |
| Total | 83,2 | 83,2 | 82,2 | 82,2 | 83,5 | 83,5 |

(*) Y compris 1,7 Mtep de gaz naturel en tant que combustible en 2020 et 2030 pour respecter la contrainte d'émission de SO₂ à 600 mg/Nm³.

Tableau 3 : Bilans du raffinage français (en Mtep).

L'accroissement de la production des raffineries françaises qui apparaît dans le tableau ci-dessus suppose, en référence, d'une part, un maintien en niveau du déficit de distillats moyens (tels que le gazole qu'il est possible d'importer de Russie, par exemple), d'autre part, un accroissement des exportations d'essence (à 60% vers les Etats-Unis) et de fiouls lourds.

Le modèle IFP permet de calculer la structure de production des raffineries correspondant à la consommation qui leur est adressée, c-à-d la demande totale de produits raffinés diminuée des produits transformés à partir d'une production agricole (biocarburants).

| 2006 (en Mtep) | GPL | Naphta et bases | Essences | Carbu-réacteur | Gazole | FOD | FOL | Soutes | Autres | Total |
|----------------|------|-----------------|----------|----------------|--------|------|------|--------|--------|-------|
| Production | 2,4 | 6,1 | 15,8 | 5,9 | 20,7 | 12,2 | 7,6 | 2,8 | 5,1 | 78,5 |
| Importations | 2,6 | 7,4 | 2,8 | 3,2 | 14,2 | 2,6 | 2,4 | - | 3,0 | 38,3 |
| Exportations | -1,8 | -2,8 | -8,0 | -1,5 | -3,4 | - | -6,7 | - | -2,2 | -26,3 |
| Consommation | 3,3 | 10,8 | 10,6 | 7,7 | 31,4 | 14,8 | 3,3 | 2,8 | 5,9 | 90,4 |

| 2020 (en Mtep) | GPL | Naphta et bases | Essences | Carbu-réacteur | Gazole | FOD | FOL | Soutes | Autres | Total |
|----------------|-----|-----------------|----------|----------------|--------|------|------|--------|--------|-------|
| Production | 1,0 | 9,4 | 12,0 | 7,9 | 23,7 | 8,9 | 6,3 | 2,2 | 3,9 | 75,2 |
| Importations | 1,5 | 3,1 | 1,1 | 4,2 | 10,8 | 2,2 | - | - | 2,0 | 25,0 |
| Exportations | - | - | -6,7 | - | -0,8 | -0,8 | -3,8 | - | - | -12,1 |
| Consommation | 2,5 | 12,5 | 6,4 | 12,1 | 33,6 | 10,4 | 2,5 | 2,2 | 5,9 | 88,0 |

| 2030 (en Mtep) | GPL | Naphta et bases | Essences | Carbu-réacteur | Gazole | FOD | FOL | Soutes | Autres | Total |
|----------------|-----|-----------------|----------|----------------|--------|------|------|--------|--------|-------|
| Production | 0,8 | 9,8 | 11,4 | 11,6 | 23,9 | 6,4 | 6,5 | 2,4 | 3,6 | 76,4 |
| Importations | 1,2 | 3,3 | 0,8 | 6,2 | 11,4 | 0,6 | - | - | 2,1 | 25,6 |
| Exportations | - | - | -6,7 | - | -0,8 | -0,8 | -4,3 | - | - | -12,6 |
| Consommation | 2,0 | 13,0 | 5,5 | 17,8 | 34,5 | 6,2 | 2,3 | 2,4 | 5,7 | 89,4 |

Tableaux 4 : Équilibres offre-demande des produits pétroliers raffinés en France en 2006, 2020 et 2030.

Même s'il ne s'agit que d'un scénario de référence, la situation du raffinage français y apparaît fragile, ne serait-ce que sur l'hypothèse d'exportation d'essence, avec 60% vers les Etats-Unis ce qui suppose que la demande tendancielle dans ce pays reste stable, voire en légère croissance. Le scénario intègre également des investissements substantiels en hydrocracking dans les raffineries françaises et européennes, de façon à pouvoir satisfaire la demande croissante de gazole.

8. Bilans énergétiques exprimés selon le format approuvé par le Conseil d'orientation de l'Observatoire de l'énergie

8.1. Bilan énergétique de 2006

Bilan énergétique observé en 2006

| Mtep 2006 | COMB. SOLIDES | | PÉTROLE | | GAZ | | ÉLECTRICITÉ | | ENRt et déchets | TOTAL |
|----------------------------------|---------------|-------------|------------|-------------|------|------|--------------|-------|--------------------|--------------|
| | | | brut | raffiné | Nat. | Ind. | Produite | Cons. | | |
| APPROVISIONNEMENT | | | | | | | | | | |
| Production | 0,2 | 1,1 | 0,2 | 1,0 | | | 122,8 | | 12,8 | 138,1 |
| Importation | 13,7 | 82,1 | 36,8 | 39,9 | | | 0,7 | | 0,0 | 173,3 |
| Exportation | -0,6 | | -25,7 | -0,7 | | | -6,2 | | | -33,1 |
| Var. stocks | -0,9 | -0,4 | 0,0 | -0,9 | | | | | | -2,2 |
| Soutes maritimes internationales | | | -2,8 | | | | | | | -2,8 |
| Disponibilités | 12,4 | 82,8 | 8,5 | 39,4 | | | 117,4 | | 12,8 | 273,2 |

(*) production d'électricité nucléaire: 117,3 Mtep; d'électricité hydraulique et éolienne: 5,5 Mtep.

EMPLOIS (*)

Consommation de la branche énergie

| | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|------------|-------------|--------------|------------|------------|--|-------------|-------------|------------|-------------|
| Raffineries | | 83,0 | -78,1 | | | | -0,1 | 0,3 | | 5,1 |
| Centrales élec | 5,2 | | 1,4 | 2,7 | 0,8 | | -5,1 | | 1,5 | 6,5 |
| Pertes, ajust., usages internes | 0,2 | -0,2 | 0,1 | 0,6 | -0,3 | | 0,0 | 85,5 | 0,7 | 86,6 |
| Total (a) | 5,4 | 82,8 | -76,7 | 3,3 | 0,5 | | -5,2 | 85,8 | 2,2 | 98,2 |

Consommation finale énergétique

| | | | | | | | | | | |
|------------------|------------|--|-------------|-------------|-------------|--|--|-------------|-------------|--------------|
| Industrie | 6,5 | | 6,0 | 12,5 | -0,5 | | | 11,7 | 1,3 | 37,4 |
| Tertiaire | 0,1 | | 4,0 | 6,8 | | | | 11,2 | 0,5 | 22,6 |
| Résidentiel | 0,3 | | 10,7 | 15,8 | | | | 12,8 | 8,4 | 48,0 |
| Agriculture | | | 2,2 | 0,3 | | | | 0,3 | 0,1 | 2,9 |
| Transports | | | 49,1 | | | | | 1,0 | 0,7 | 50,8 |
| Total (b) | 6,9 | | 72,0 | 35,3 | -0,5 | | | 37,0 | 10,9 | 161,6 |

Consommation finale non énergétique

| | | | | | | | | | | |
|------------------|------------|--|-------------|------------|--|--|--|--|--|-------------|
| Total (c) | 0,1 | | 13,7 | 1,6 | | | | | | 15,4 |
|------------------|------------|--|-------------|------------|--|--|--|--|--|-------------|

Consommation totale d'énergie primaire

| | | | | | | | | | | |
|--------------------------|-------------|-------------|--|-------------|--|--|--------------|--|-------------|--------------|
| Total (a)+(b)+(c) | 12,4 | 91,8 | | 40,3 | | | 117,6 | | 13,1 | 275,2 |
|--------------------------|-------------|-------------|--|-------------|--|--|--------------|--|-------------|--------------|

(*) avec correction climatique.

ENRt : énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique, pompes à chaleur, ...).

Source : Observatoire de l'énergie (2007)

8.2. Bilan énergétique de référence pour la France en 2020

Scénario de référence DGEMP-OE en 2020 (éd. 2008)

| Mtep 2020 | PÉTROLE | | GAZ | | ÉLECTRICITÉ | | ENRt et déchets | TOTAL |
|----------------------------------|------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------------|--------------|
| | COMB. SOLIDES | brut | raffiné | Nat. | Ind. | Produite | | |
| APPROVISIONNEMENT | | | | | | | | |
| Production (*) | 0,1 | | | | | 134,0 | 18,4 | 152,5 |
| Importation | 9,9 | 79,3 | 25,0 | 59,4 | | | | 173,6 |
| Exportation | | | -12,1 | | | -4,6 | | -16,7 |
| Soutes maritimes internationales | | | -2,2 | | | | | -2,2 |
| Disponibilités | 10,0 | 79,3 | 10,7 | 59,4 | | 129,4 | 18,4 | 307,2 |

(*) Production d'électricité nucléaire: 124,6 Mtep; d'électricité hydraulique, photovoltaïque et éolienne: 9,4 Mtep.

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

| | | | | | | | | | |
|---------------------------------|------------|-------------|--------------|-------------|------------|-------------|-------------|------------|--------------|
| Raffineries | | 79,3 | -75,3 | | | -0,1 | 0,3 | | 4,3 |
| Centrales élec | 4,0 | | 1,6 | 11,5 | 0,4 | -8,9 | | 2,1 | 10,7 |
| Pertes, ajust., usages internes | 0,0 | 0,0 | -0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 90,6 | 0,0 | 90,5 |
| Total (a) | 4,0 | 79,3 | -73,8 | 11,5 | 0,4 | -9,0 | 90,9 | 2,1 | 105,4 |

Consommation finale énergétique

| | | | | | | | | | |
|------------------|------------|--|-------------|-------------|-------------|--|-------------|-------------|--------------|
| Industrie | 6,0 | | 5,1 | 14,9 | -0,4 | | 13,5 | 2,6 | 41,7 |
| Tertiaire | | | 3,1 | 8,5 | | | 15,2 | 1,9 | 28,7 |
| Résidentiel | | | 5,8 | 21,1 | | | 16,9 | 8,7 | 52,5 |
| Agriculture | | | 3,0 | 0,6 | | | 0,5 | 0,2 | 4,3 |
| Transports | | | 52,6 | | | | 1,4 | 2,9 | 56,9 |
| Total (b) | 6,0 | | 69,6 | 45,1 | -0,4 | | 47,5 | 16,3 | 184,1 |

Consommation finale non énergétique

| | | | | | | | | | |
|------------------|--|--|-------------|------------|--|--|--|--|-------------|
| Total (c) | | | 14,9 | 2,8 | | | | | 17,7 |
|------------------|--|--|-------------|------------|--|--|--|--|-------------|

ENRt : énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique, pompes à chaleur, ...).

Source : Observatoire de l'énergie-Enerdata-RTE-IFP (2008)

Notes : - La colonne « ENRt et déchets » est affectée par une imprécision méthodologique, liée au principe même de la modélisation utilisée, qui ne permet pas de faire la distinction entre les énergies considérées et un solde d'équilibre du bilan énergétique, dont il est cependant espéré qu'il est le plus faible possible.
- La production nationale de pétrole brut et de gaz naturel a été prise égale à zéro pour simplifier la modélisation.

8.3. Bilan énergétique de référence pour la France en 2030

Scénario de référence DGEMP-OE en 2030 (éd. 2008)

| Mtep 2030 | COMB. SOLIDES | | PÉTROLE brut raffinés | | GAZ Nat. Ind. | | ÉLECTRICITÉ Produite Cons. | | ENRt et déchets | TOTAL |
|----------------------------------|--------------------------|-------------|--------------------------|-------------|------------------|--|-------------------------------|--|--------------------|--------------|
| | APPROVISIONNEMENT | | | | | | | | | |
| Production (*) | | | | | | | 135,5 | | 20,7 | 156,2 |
| Importation | 10,3 | 80,6 | 25,6 | 70,3 | | | | | | 186,8 |
| Exportation | | | -12,6 | | | | -2,0 | | | -14,6 |
| Soutes maritimes internationales | | | -2,4 | | | | | | | -2,4 |
| Disponibilités | 10,3 | 80,6 | 10,6 | 70,3 | | | 133,5 | | 20,7 | 326,0 |

(*) Production d'électricité nucléaire: 125,5 Mtep; d'électricité hydraulique, photovoltaïque et éolienne: 10 Mtep.

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

| | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|------------|-------------|--------------|-------------|------------|--------------|-------------|------------|--|--------------|
| Raffineries | | 80,6 | -76,5 | | | -0,1 | 0,3 | | | 4,4 |
| Centrales élec | 4,3 | | 1,4 | 17,5 | 0,4 | -12,2 | | 2,4 | | 13,8 |
| Pertes, ajust., usages internes | 0,0 | 0,0 | -0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 91,8 | 0,0 | | 91,6 |
| Total (a) | 4,3 | 80,6 | -75,3 | 17,5 | 0,4 | -12,3 | 92,1 | 2,4 | | 109,8 |

Consommation finale énergétique

| | | | | | | | | | | |
|------------------|------------|--|-------------|-------------|-------------|--|-------------|-------------|--|--------------|
| Industrie | 6,0 | | 4,8 | 16,3 | -0,4 | | 15,3 | 2,8 | | 44,8 |
| Tertiaire | | | 1,9 | 8,7 | | | 17,0 | 2,1 | | 29,7 |
| Résidentiel | | | 2,3 | 24,5 | | | 19,1 | 8,8 | | 54,7 |
| Agriculture | | | 3,2 | 0,5 | | | 0,6 | 0,3 | | 4,6 |
| Transports | | | 58,3 | | | | 1,7 | 4,3 | | 64,3 |
| Total (b) | 6,0 | | 70,5 | 50,0 | -0,4 | | 53,7 | 18,3 | | 198,1 |

Consommation finale non énergétique

| | | | | | | | | | | |
|------------------|--|--|-------------|------------|--|--|--|--|--|-------------|
| Total (c) | | | 15,4 | 2,8 | | | | | | 18,2 |
|------------------|--|--|-------------|------------|--|--|--|--|--|-------------|

ENRt : énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique, pompes à chaleur, ...).

Source : Observatoire de l'énergie-Enerdata-RTE-IFP (2008)

Notes : - La colonne « ENRt et déchets » est affectée par une imprécision méthodologique, liée au principe même de la modélisation utilisée, qui ne permet pas de faire la distinction entre les énergies considérées et un solde d'équilibre du bilan énergétique, dont il est cependant espéré qu'il est le plus faible possible.
- La production nationale de pétrole brut et de gaz naturel a été prise égale à zéro pour simplifier la modélisation.

9. Évolution de la consommation primaire et finale depuis 1970

9.1. Consommation d'énergie primaire

La consommation totale d'énergie primaire croît de +0,7% par an sur 2006-2030, pour atteindre 326 Mtep (contre +1,4% par an sur 1990-2003 et 339 Mtep en 2030 selon le scénario de référence DGEMP-OE(2004)). Il apparaît un ralentissement au fur et à mesure que le temps passe, avec seulement +0,6% par an en moyenne sur la dernière décennie.

| en Mtep | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | TCAM 2000-2006 | TCAM 2006-2030 | TCAM 2020-2030 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Charbon | 14,2 | 12,4 | 10,0 | 10,3 | -2,2% | -0,8% | +0,3% |
| Pétrole | 95,1 | 91,8 | 90,0 | 91,2 | -0,6% | - | +0,1% |
| Gaz | 37,6 | 40,3 | 59,4 | 70,3 | +1,2% | +2,3% | +1,7% |
| Électricité primaire (*) | 108,9 | 117,6 | 129,4 | 133,5 | +1,3% | +0,5% | +0,3% |
| dont d'origine renouvelable (hydro., etc.) (**) | 6,2 | 5,5 | 9,4 | 10,0 | -2,1% | +2,5% | +0,6% |
| Autres renouvelables et déchets. (***) | 13,3 | 13,1 | 18,4 | 20,7 | -0,2% | +1,9% | +1,2% |
| Total énergie primaire | 269,2 | 275,3 | 307,2 | 326,0 | +0,4% | +0,7% | +0,6% |
| dont: | | | | | | | |
| - usages énergétiques finals | 158,8 | 161,7 | 184,1 | 198,1 | +0,2% | +1,0% | +0,7% |
| - usages non énergétiques | 17,4 | 15,4 | 17,7 | 18,2 | -1,2% | +0,8% | +0,3% |
| Taux de croissance annuels (en %) | | | | | | | |
| Consommation d'énergie primaire | +2,4% | +0,8% | +0,7% | +0,6% | | | |
| PIB (en volume) | +4,1% | +2,1% | +2,1% | +2,1% | | | |

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

(**) Non corrigé du climat
 TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

Tableau 5 : Consommation d'énergie primaire par forme d'énergie (avec correction climatique pour 2000 et 2006), en Mtep.

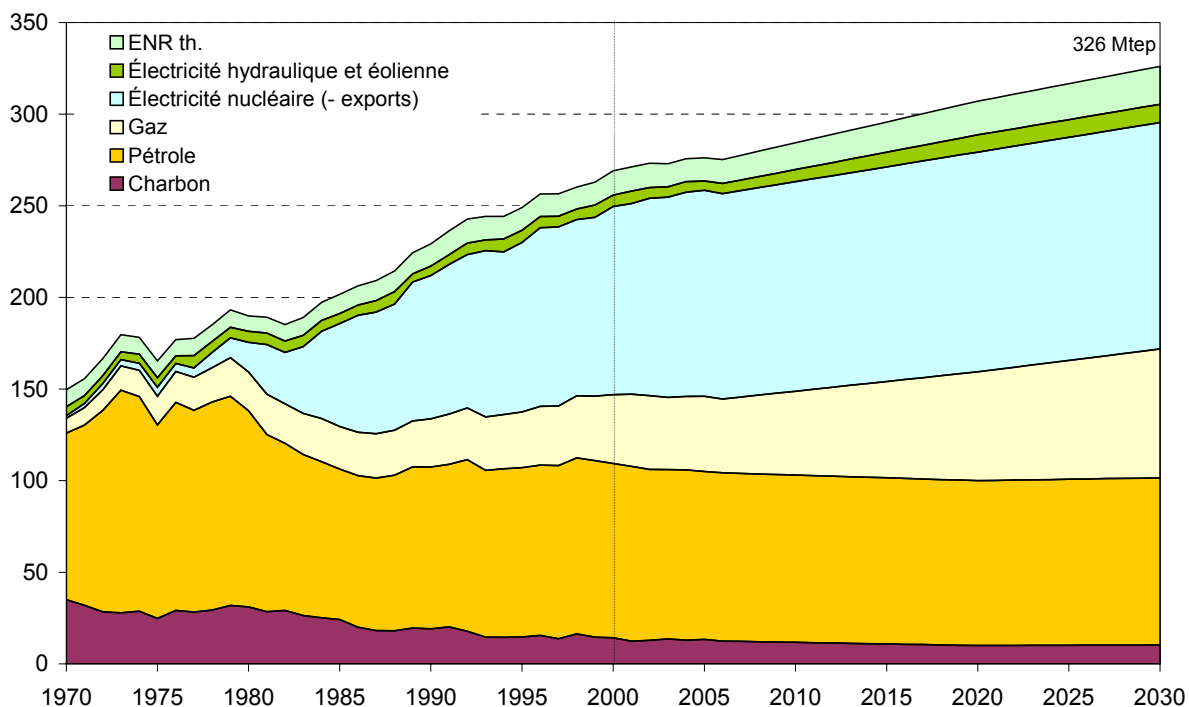


Figure 6 : Consommation d'énergie primaire de la France par type de produit (en Mtep)

On note en particulier la forte croissance, d'une part, des énergies renouvelables, tant sous forme électrique (+2,5% par an en moyenne sur 2006-2030) que sous forme thermique (+1,9% par an), d'autre part, du gaz (+2,3%) tiré par la production d'électricité.

9.2. Consommation finale d'énergie

On se reportera au rapport d'Enerdata pour les évolutions fines par secteur et par usage des consommations 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 +0,8% par an sur 2006-2030, pour atteindre 216 Mtep (contre 177 en 2006). 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 198 Mtep en 2030 (contre 162 Mtep en 2006), croît également de +0,8% par an sur 2006-2030, au même rythme que sur la période 1990-2006.

| en Mtep | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | TCAM 2000-2006 | TCAM 2006-2030 | TCAM 2020-2030 |
|-------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Charbon | 7,6 | 7,0 | 6,0 | 6,0 | -1,4% | -0,6% | - |
| Pétrole | 88,4 | 85,7 | 84,5 | 85,9 | -0,5% | - | +0,2% |
| Gaz | 35,1 | 36,6 | 47,5 | 52,4 | +0,7% | +1,5% | +1,0% |
| Électricité | 33,7 | 37,0 | 47,5 | 53,7 | +1,6% | +1,6% | +1,2% |
| Autres renouvelables et déchets (*) | 11,3 | 10,9 | 16,3 | 18,3 | -0,6% | +2,2% | +1,2% |
| Total énergie finale | 176,2 | 177,1 | 201,8 | 216,3 | +0,1% | +0,8% | +0,7% |

(*) Hors hydraulique, éolien et photovoltaïque

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

| en Mtep | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | TCAM 2000-2006 | TCAM 2006-2030 | TCAM 2020-2030 |
|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Industrie | 39,4 | 37,4 | 41,7 | 44,8 | -0,8% | +0,1% | +0,7% |
| dont sidérurgie | 6,2 | 6,1 | | | | | |
| Résidentiel-tertiaire | 67,0 | 70,6 | 81,2 | 84,4 | +0,9% | +0,7% | +0,4% |
| Agriculture | 3,0 | 2,9 | 4,3 | 4,6 | -0,8% | +2,0% | +0,7% |
| Transports | 49,4 | 50,9 | 56,9 | 64,3 | +0,5% | +1,0% | +1,2% |
| Total énergétique | 158,8 | 161,7 | 184,1 | 198,1 | +0,3% | +0,8% | +0,7% |
| Non énergétique | 17,4 | 15,4 | 17,7 | 18,2 | -2,0% | +0,7% | +0,3% |
| Total énergie finale | 176,2 | 177,1 | 201,8 | 216,3 | +0,1% | +0,8% | +0,7% |

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

Tableaux 6 : Consommation finale d'énergie, énergétique et non énergétique, par forme d'énergie et par secteur, en Mtep.

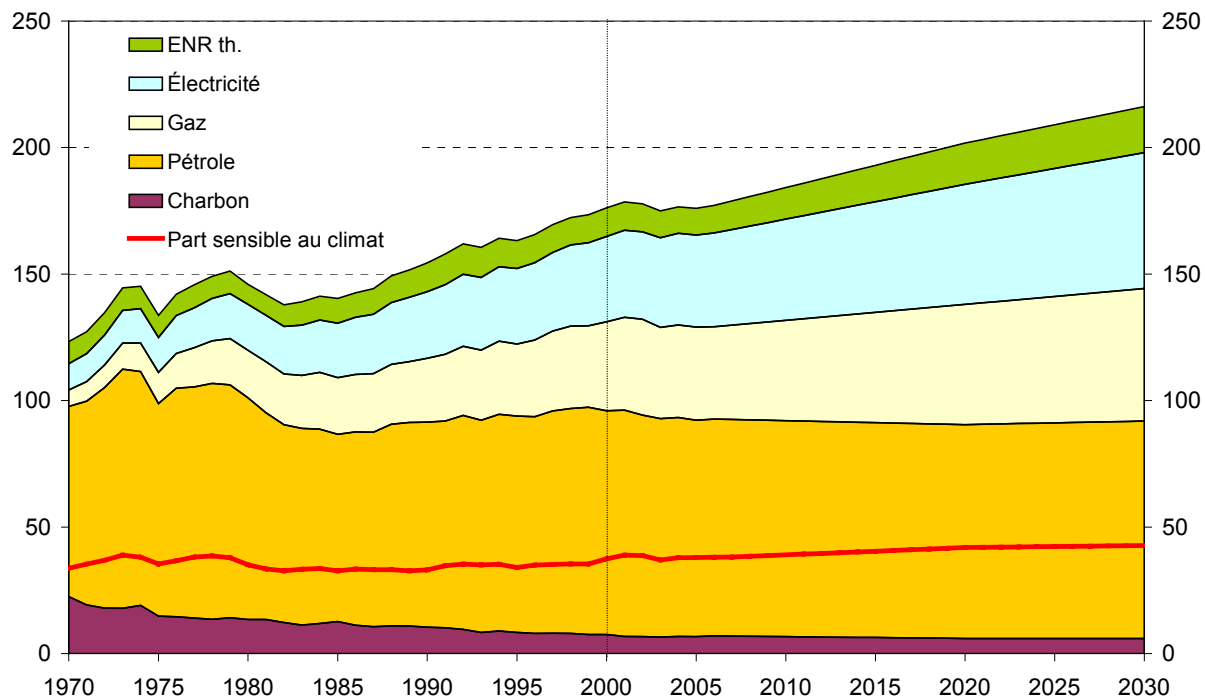


Figure 7 : Consommation finale d'énergie de 1970 à 2030 par type de produit (en Mtep).

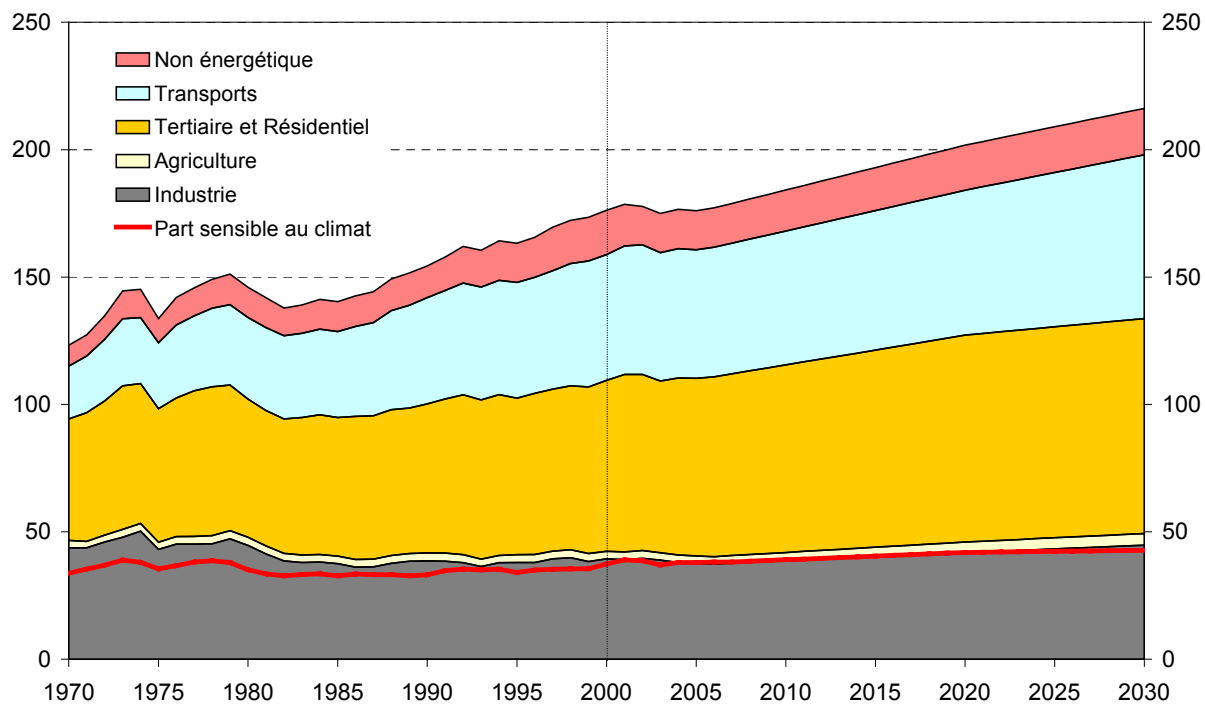


Figure 8 : Consommation finale d'énergie de 1970 à 2030 par secteur (en Mtep).

On note en particulier que la consommation de charbon (pour l'industrie et les réseaux de chaleur) et celle de pétrole sont quasiment stabilisées sur 2006-2030, ce qui traduit l'effet d'hypothèses tendancielle relatives optimistes d'économies d'énergie et de substitution d'énergie.

10. Émissions de CO2

Les émissions de CO2 correspondant aux seuls usages de l'énergie reflétant le scénario de référence considéré à caractère tendanciel, peuvent être estimées de façon simplifiée³ à partir des bilans énergétiques : en 2020 à 405 Mt CO2 (contre 374 en 1990) et en 2030 à 435 Mt CO2. Une légère accélération de la croissance des émissions apparaît en fin de période, mais l'essentiel de la hausse s'explique par l'évolution des transports (+0,7% par an sur 2006-2030) et celle de la production d'électricité (+2,7% par an).

| en Mt de CO2 | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | TCAM 2000-2006 | TCAM 2006-2030 | TCAM 2020-2030 |
|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Émissions totales de CO2 | 387 | 381 | 405 | 435 | -0,2% | +0,5% | +0,7% |
| dont: - dues aux transports | 147 | 150 | 160 | 177 | +0,3% | +0,7% | +1,0% |
| - dues au résidentiel et tertiaire | 99 | 100 | 98 | 92 | +0,2% | -0,3% | -0,6% |
| - dues à l'industrie | 79 | 74 | 77 | 79 | -1,1% | +0,3% | +0,3% |
| - dues à l'agriculture | 8 | 8 | 11 | 11 | -1,3% | +1,6% | +0,3% |
| - dues à la production d'électricité | 36 | 34 | 50 | 65 | -0,9% | +2,7% | +2,7% |
| - autres de la branche énergie | 18 | 16 | 10 | 10 | -1,7% | -2,0% | - |

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

Tableau 7 : Émissions de CO2 dues à l'énergie par secteur, en Mt CO2.

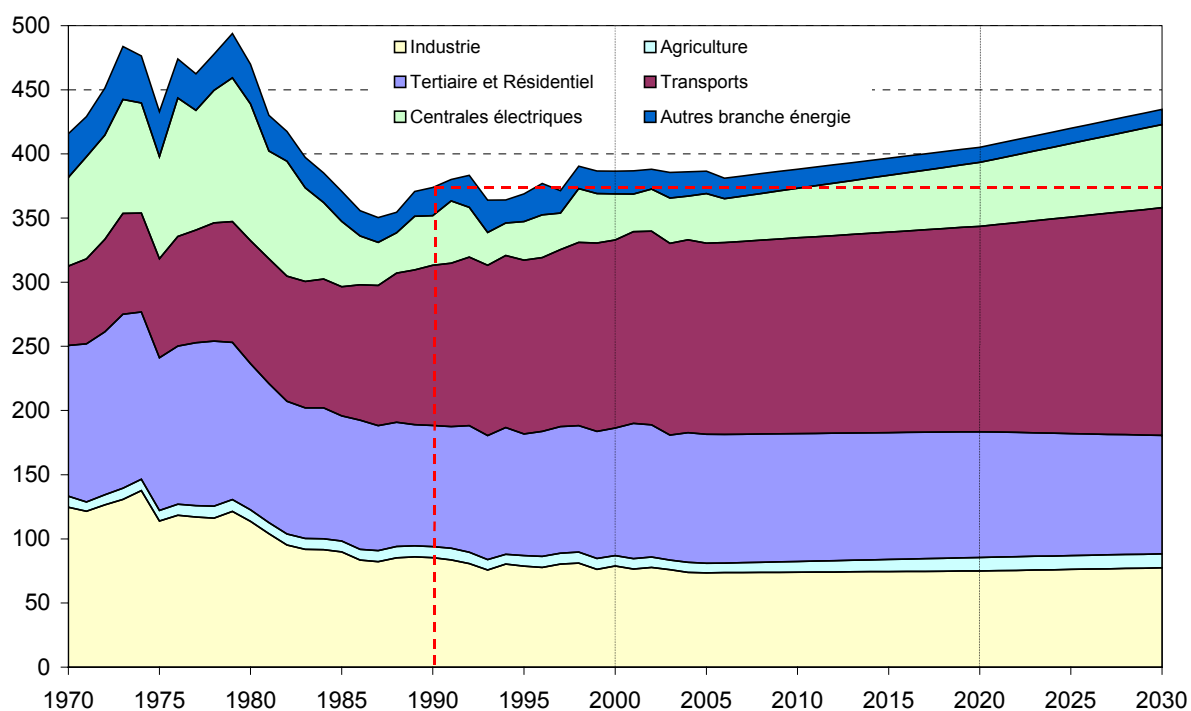


Figure 9 : Émissions de CO2 dues à l'énergie de 1970 à 2030 par secteur, en Mt de CO2.

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'Observatoire de l'énergie comptabilise l'ensemble des émissions dues aux carburateurs. Cette méthode permet simplement d'obtenir des ordres de grandeur.

11. Autres indicateurs

Sur 2006-2030, l'intensité énergétique primaire décroît en moyenne de -1,4% par an (contre seulement -0,3% sur 1990-2000, et -1,2% sur 2000-2006), légèrement plus rapidement que l'intensité énergétique finale qui s'atténue de -1,2% par an. Cette baisse tendancielle de l'intensité énergétique, bien que soutenue par rapport à l'observation du passé, est cependant bien en deçà de l'objectif pour l'énergie finale de -2% par an jusqu'à 2015, puis de -2,5% d'ici 2030, prévu par la loi « POPE » du 13 juillet 2005.

| | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | TCAM 2000-2006 | TCAM 2006-2030 | TCAM 2020-2030 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------------------|-------------------|-------------------|
| PIB en volume (Md euros 2000) | 1 441 | 1 583 | 2 117 | 2 606 | +1,6% | +2,1% | +2,1% |
| Intensité énergétique primaire (*) | 95,4 | 88,9 | 74,1 | 63,9 | -1,2% | -1,4% | -1,5% |
| Intensité énergétique finale (*) | 90,9 | 84,3 | 71,7 | 62,7 | -1,3% | -1,2% | -1,3% |

(*) en indice base 100 en 1990

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

Tableau 8 : Intensité énergétiques finale et primaire, en indice base 100 en 1990

S'agissant de la sécurité d'approvisionnement observée à travers le prisme du taux d'indépendance énergétique (qui n'apporte qu'une vision partielle de la préoccupation considérée, en tant que ratio de la production nationale sur la consommation totale d'énergie primaire), le scénario de référence fait apparaître une baisse d'environ 2,5 points sur 2006-2030, avec 48% en 2030, contre 50,5% en 2006. Cette baisse est limitée par une forte croissance des énergies renouvelables et une stabilité du nucléaire, alliées à des progrès d'efficacité énergétique, de sorte que la situation paraît nettement plus favorable sur ce critère que dans le scénario de 2004 qui présentait une chute de 9 points.

12. Remarques et conclusions

Par plusieurs aspects (sécurité d'approvisionnement, émissions de CO₂, efficacité énergétique, etc.), il est clair que le scénario de référence proposé dans le présent exercice n'est pas celui qui permettrait de satisfaire les objectifs de la politique énergétique française. Ce constat n'est pas surprenant dans la mesure où il signifie qu'il est nécessaire d'engager des politiques et mesures supplémentaires par rapport à celles déjà en place ou décidées.

En particulier, les importations de gaz qu'engendrerait la réalisation de ce scénario s'élèveraient à 66 milliards de m³ en 2020 (59 Mtep) et 78 milliards de m³ en 2030 (70 Mtep), contre 44 milliards de m³ aujourd'hui. Outre les émissions de CO₂ qui en découleraient, ce quasi doublement des importations poserait un double problème : sur l'origine géographique du gaz ainsi importé (avec des contrats d'approvisionnement appropriés) et sur les infrastructures (terminaux GNL, gazoducs) qui permettraient de l'acheminer.

Enfin, le scénario de référence est bien entendu loin d'atteindre les objectifs communautaires, tant sur les émissions de CO₂ qui ne cessent de croître jusqu'à 2020 et même s'accroissent ensuite jusqu'à 2030 (du fait des transports et de la production d'électricité), que sur la part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique. À cet égard, il apparaît que la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale « élargie », au sens du Paquet énergie – climat, s'élèverait à 13,4% en 2020 (contre 23% dans le projet de partage des efforts de la Commission) et 13,7% en 2030, contre 10,3% constaté en 2006.



**General Directorate for Energy
and Raw Materials (DGEMP)
Energy Observatory (OE)**

61 boulevard Vincent Auriol
75703 Paris Cedex 13
Télédoc 162
Contact: Richard Lavergne

Paris, 2 April 2008

DGEMP-OE (2008) Energy Baseline Scenario

Summary Report

Outline

| | |
|--|----|
| 1. Background | 1 |
| 2. Objectives and organisation | 2 |
| 3. Comparison with the findings of other scenarios | 3 |
| 4. Generic and sector assumptions for energy demand | 4 |
| 4.1. Generic assumptions | 4 |
| 4.2. Sector assumptions for energy demand..... | 5 |
| 5. Renewable energy assumptions | 6 |
| 6. Assumptions and models for the electricity sector | 7 |
| 7. Oil supply | 11 |
| 8. Energy balances expressed in the format approved by the Energy Observatory Steering Committee | 13 |
| 8.1. 2006 Energy balance | 13 |
| 8.2. Baseline energy balance for France in 2020..... | 14 |
| 8.3. Baseline energy balance for France in 2030..... | 15 |
| 9. Change in primary and final energy consumption since 1970 | 16 |
| 9.1. Primary energy consumption..... | 16 |
| 9.2. Final energy consumption | 17 |
| 10. CO ₂ emissions | 19 |
| 11. Other indicators | 20 |
| 12. Comments and conclusions | 20 |

1. Background

A “Business as usual” or “Baseline” scenario of energy trends to 2020-2030 is produced by France every four years, as requested by the International Energy Agency in order to update the global scenarios published in its World Energy Outlook. Since the most recent scenario of this type was drawn up in 2003-2004, the time has come to renew the effort for the IEA’s next in-depth review of French energy policy.

Specifically, the DGEMP seeks to predict the future of France’s energy situation assuming that no policies or new measures are taken affecting (i.e. improving or deteriorating) the situation other than those already in place or adopted as of 1st January 2008 (in other words, before measures such as those stemming from the Grenelle Environment Forum). On the other hand, it is assumed that change in the energy system is guided by “conventional wisdom” according to which political options and behaviours by economic units are expected to be “reasonable”. As a result, even should its projections prove inappropriate, this cannot be considered a “worst-case” scenario. Indeed, beyond the IEA, this scenario can be used to establish an MEA (Multilateral Environment Agreement) scenario (based on existing measures) for national communications submitted under the U.N. Climate Convention.

The scenarios by the “Energy” Commission, part of the *Centre d’Analyse Stratégique* (CAS), could have been used, particularly since the consultant who worked with the CAS to develop its scenarios was also commissioned by the DGEMP. However, several considerations argued in favour of proceeding separately:

- The CAS scenarios drew on the DGEMP’s 2004 baseline scenario, even though certain parameters were updated (in particular energy prices).
- Moreover, the concept underpinning the DGEMP baseline scenario is that it should to every extent possible remain constant over time to secure continued consensus on this “reference” at national level.
- Finally, the MEDEE energy demand model applied in the CAS scenarios relies primarily on 2000 data, despite the existence of sufficiently complete statistics through to 2005. The DGEMP on the other hand used a study by the BIPE (Office for Economic Information and Forecasting) provided by the SESP, the Ministry for Ecology, Energy, Sustainable Development and Spatial Planning’s economic statistics and forecasting department. On the basis of the study’s macroeconomic projections of the French economy to 2020, the DGEMP was able to re-evaluate the prospects for activity in the industrial and tertiary sectors.

2. Objectives and organisation

At its creation by order of 29 June 1982, the Energy Observatory (OE) was authorised to take part in forecasting on a national scale. The DGEMP entrusted it with building a harmonised reference framework applicable to the French energy situation to 2020-2030 for use by all public authorities, local governments and stakeholders. It was to be stable (hence updates only every four years) and consistent in terms of supply, demand and conversion from one type of energy to another.

Beyond the above-mentioned undertaking for the IEA every four years, the DGEMP, and the Ministry for Ecology, Energy, Sustainable Development and Spatial Planning (MEDAD) generally, needed a simulation tool by 2008. Based on a sufficiently flexible and reliable economic model, this tool would be used to prepare French energy and climate policy (particularly in line with the follow-up to the Grenelle Environment Forum) and to substantiate the French position on the definition of national objectives to meet the EU-level targets in the “energy and climate change package” proposed by the European Commission.

The process of building the model, illustrated in the flowchart below, drew on contributions from various sources: the DIDEME (Directorate for energy demand and energy markets) for the PPI long-term investment programme and electricity cost assumptions; the RTE (French electricity transmission system operator) for modelling of the electric system; the IFP (French Petroleum Institute) for oil supply modelling; Enerdata for energy demand modelling and variants of the complete energy system; and the Energy Observatory for energy supply and demand matching in a “complete” energy scenario including energy balances, established in the format defined by the OE’s Steering Committee, for all types of energy.

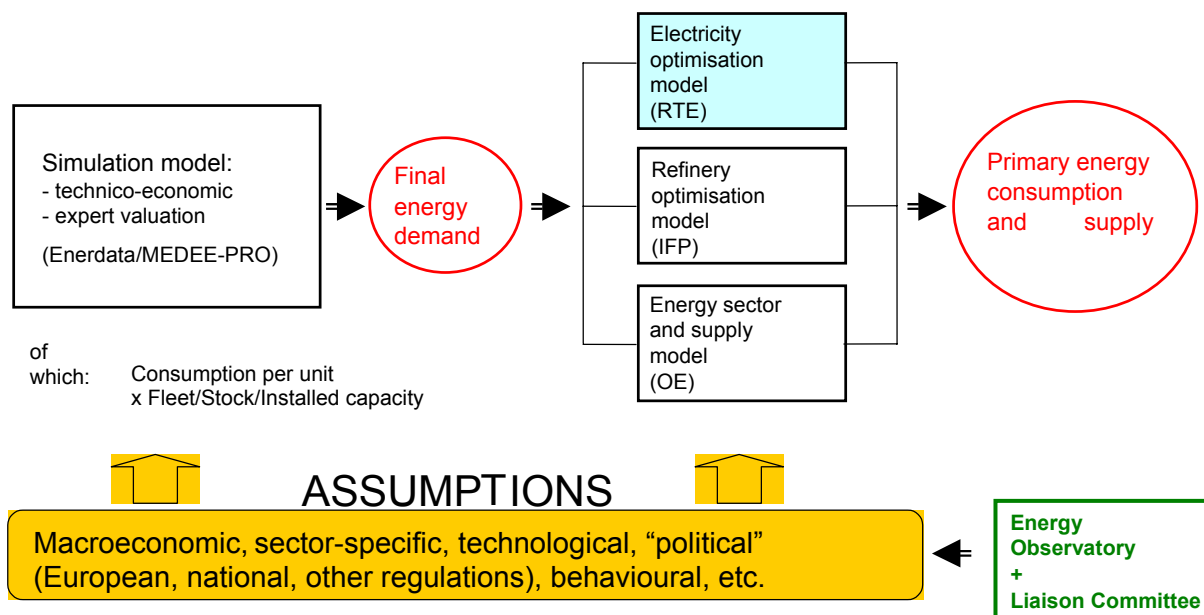


Figure 1: Flowchart of the DGEMP-OE (2008) forecasting process

The Liaison Committee, chaired by Franck Chevet, Director General for Energy and Raw Materials, was involved in the entire process. In addition to DGEMP departments (DIDEME, DIREM and the Energy Observatory, whose Jean-Michel Kehr acted as rapporteur), the other Committee members were:

Nathalie Alazard-Toux, IFP, Director of Economic Studies
 Philippe Aussourd, CGPC
 Dominique Auverlot, Department Head at the CAS (*Centre d'Analyse Stratégique*)
 Jean-Jacques Becker, MEDAD/DAEI
 Thierry Chambolle, Member of the *Académie des Technologies*
 Daniel Delalande, MEDAD/D4E
 Ivan Faucheux, MINEFE/DGE
 Claude Gaillard, *Conseil Général des Mines*
 Jean-Claude Gazeau, MEDAD/Interministerial Taskforce for Climate Change
 Franck Jésus, MINEFE/DGTPE
 Carole Le Gall, Director at Ademe
 Claude Mandil, former IEA Executive Director
 Hervé Mignon, Director at RTE

3. Comparison with the findings of other scenarios

Examination of the three most recent DGEMP-OE baseline scenarios, published in 2000, 2004 and 2008, reveals a trend profile pointing to gains in energy efficiency with each new edition.

In terms of total final energy consumption, comparison with the contrasting scenarios by the CGP (1998) and the CAS (2007) shows that the DGEMP-OE (2008) baseline scenario, like the two preceding editions, lies within the same range as the 1998 and 2007 scenarios and follows an almost identical¹ baseline trajectory to that of the CAS 2007, despite marked differences in price and sector assumptions, which, however, appear to offset each other.

¹ Provided the terminology used is the same for the CAS and the Energy Observatory as regards final energy consumption.

Again in terms of total final energy consumption, compared with the baseline scenario published by the European Commission (DG TREN) in December 2007, the DGEMP-OE (2008) baseline scenario (like the preceding editions) takes a more optimistic view of the trend towards energy efficiency gains in France, which may indicate that it underestimates the adaptation costs.

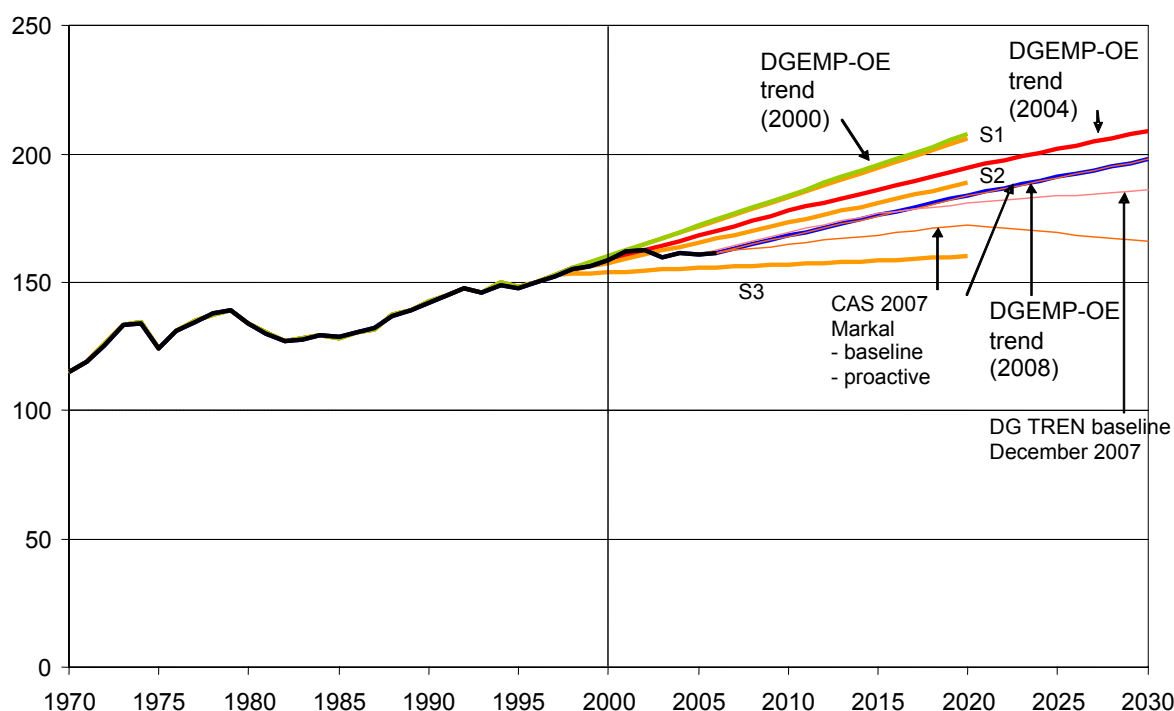


Figure 2: Change in final energy consumption for France in Mtoe by type of scenario².

4. Generic and sector assumptions for energy demand

To provide working guidelines for the consultant entrusted with operating the model, the Liaison Committee defined the model assumptions and main input parameters.

4.1. Generic assumptions

International and geopolitical environment (GDP, population, reserves, etc.): see World Energy Outlook 2007.

Energy scenario limited to Metropolitan France (including Corsica).

National economic activity in a European framework, of which 2.1% p.a. growth in GDP over the 2008-2030 period.

Population growth and employment: INSEE central scenario, i.e. 67.2 million (up from 60.8 million in 2005 projecting an average annual growth rate of 0.4%) and 31.6 million households (main residences) in 2030 (up from 25.4 in 2005 projecting an average annual growth rate of 0.9%).

24.3 million jobs in the tertiary sector in 2030 (based on a BIPE study).

Euro/dollar exchange rate: \$1.25/euro over the 2008-2030 period

Energy and CO₂ prices:

² Assuming that the CAS 2007 scenarios does not include final “non-energy use” consumption.

- Brent crude oil: \$70/barrel over the 2008-2030 period
- Natural gas indexed on the price of Brent: \$7/MBtu over the 2008-2030 period
- Coal: \$80/t over the 2008-2030 period
- CO₂ emissions (Europe): €22/t CO₂ in 2020 and €24/t CO₂ in 2030, with free allowances (in constant 2006 dollars and euros)

Follow-up to the Grenelle Environment Forum: not taken into account in the baseline scenario (apart from duly justified exceptions), the intention being to evaluate the efforts required to implement the Grenelle proposals.

Assumptions regarding technical progress and large-scale implementation of new technologies (carbon capture and storage (CCS), equipment efficiency, innovations, etc.): no CCS in the baseline before 2030.

Effect of directives published as of 1st January 2008 on electricity and gas market opening.

NQAP effects on the location or possible relocation of industrial sites not taken into account.

Post Kyoto: assumed continuation of current trends.

4.2. Sector assumptions for energy demand

The demand assumptions result from contacts by the Enerdata consultant with recognised bodies or experts. The latter included the MINEFE (General Business Directorate - DGE), the ADEME (French environmental and energy control agency), the CGPC (French civil engineering council), the DAEI (Delegation for European and International Affairs) and the MEDAD General Secretariat. The assumptions, validated by the Monitoring Committee, are described in detail in the report on the Enerdata study.

Assumptions for energy demand in industry

Trends by sector (output, energy consumption for the sector), on the basis of an adapted BIPE study: stagnation in heavy industries but increasing activity in other industries.

Energy-intensive industries (EII):

- Ferrous metals, crude steel: stability (according to DGE)
- Non-ferrous metals, aluminium: stability (according to DGE)
- Chemicals (chlorine, ammonia, ethylene, etc.)
 - chlorine: 1.5 Mt in 2010, then 1.3 Mt in 2020 and 2030 (according to DGE)
 - ethylene: 3.0 Mt (2010, 2020 and 2030) (according to DGE)
 - ammonia: stability for the period (according to DGE)
- Building materials: 13.7 Mt clinker in 2030 (according to Enerdata and DIREM, compared with 17.3 Mt in 2005), but cement production stable
- Strong growth in glass, at 6.4 Mt in 2030 (up from 5.5 in 2005)
- Agri-food: 2.9 Mt sugar in 2030 (according to DGE, down from 4.4 in 2005)
- Pulp, paper, paperboard: 22.8 Mt paper in 2030 (up from 10.3 in 2005, stemming both from analysis of the investment plans announced by the leading Scandinavian papermakers and from foreseeable conflicts over wood utilisation in most other European countries), 2.5 Mt pulp in 2030 (compared with 2.6 in 2005)

Energy demand in the tertiary sector

Thermal Regulations 2000 and 2005 applicable to new construction: for each, 15% gain in energy efficiency over 5 years.

Trend in consumption per unit and per total installed capacity and/or employment: assumption of a 0.5% p.a. gain in energy efficiency per job.

Unit power consumption (excluding space heating): increased consumption because the penetration of electronic and IT equipment cancels the LCB effect.

Assumptions for residential energy demand

Thermal Regulations 2000 (TR 2000) and 2005 (TR 2005) applicable to new construction: for each, 15% gain in energy efficiency over 5 years.

Thermal regulation efficiency limited to 75% of the theoretical impact (according to CEREN, the Centre for Studies and Economic Research in Energy).

Trends in consumption per unit and housing stocks

Framework data on housing stocks (main and secondary residences, units, households, area/unit and persons/household)

350,000 new main residences annually to 2010, then 300,000 annually to 2030.

Types of space heating (including electric): rising space heating load per unit for housing stock built before 1975 (accounting for a 43% share of the total in 2030), stable for 1975-1990 housing stock and gradually declining for post-1990 housing stock.

Domestic hot water (DHW): 1.2 per capita load index in 2005 projected to rise to 1.5 in 2030.

Heat pumps and renewable energy: gradual penetration but reversible HPs tend to drive growth in air conditioning.

Lighting: gradual penetration of low-consumption bulbs (LCBs) but a “rebound effect” factored in.

Assumptions for energy demand in transport

Change in consumption per unit and fleets.

Reasoning in terms of consumption (not deliveries).

Small LCVs (light commercial vehicles) classified as PVs (passenger vehicles).

GDP elasticity taken into consideration: 2.1% rise in GDP coupled with a 1.6% increase in transport.

TIPP (tax on petroleum products) stable in constant euros and gasoline/diesel market shares stabilised.

Biofuel blending: 6% biofuel content in 2010, 7% in 2020 and 10% in 2030 (7% target for 2010 not considered realistic in the baseline scenario, see assumptions for renewable energy).

Repercussions of the ACEA (European Automobile Manufacturers' Association) agreement on new vehicles (140 g CO₂/v-km envisaged), with non-penetration of hybrid vehicles assumed. This is a calorific equivalent and the fuel may be imported. The targets adopted are 150 g in 2010 and then 140 g in 2020 and 2030.

Civil engineering infrastructure (combined rail/road transport, tunnels, canals, etc.): long-term transport trends as described by the DAEI's SESP (MEDAD).

5. Renewable energy assumptions

Consistent with the baseline scenario definition, the assumptions for renewable energy production imply that no new measures are introduced other than those already in place or adopted definitively and in detail. However, as dictated by “conventional wisdom”, the current level of tax credits and tariffs paid for renewable-generated electricity was assumed to remain unchanged.

The table below provides details on the application of these assumptions to the change in electric power and thermal generation from renewable energy sources.

| Metropolitan France, real climate | 2004 | | 2005 (1) | | 2006 (2) | | 2020 | | 2030 | |
|---|----------------------------|--------------------|----------------------------|--------------------|----------------------------|--------------------|----------------------------|--------------------|----------------------------|--------------------|
| | Electricity in TWh (or MW) | Therm. (3) in Mtoe | Electricity in TWh (or MW) | Therm. (3) in Mtoe | Electricity in TWh (or MW) | Therm. (3) in Mtoe | Electricity in TWh (or MW) | Therm. (3) in Mtoe | Electricity in TWh (or MW) | Therm. (3) in Mtoe |
| Producible hydroelectric, pumping included (conventional wisdom: making up for any drop in producible energy) | 69.8 | | 69.9 | | 70.0 | | 70.0 | | 70.0 | |
| “Non-renewable energy” pumping | -5.2 | | -4.7 | | -5.3 | | -5.3 | | -5.3 | |
| Wind power (MW) | 350 | | 715 | | 1,400 | | 17,000 | | 20,000 | |
| Marine energy (MW) | | | | | | | 10 | | 20 | |
| Photovoltaic solar (MW) (2015 PPI target reached in 2020) | 27 | | 36 | | 54 | | 500 | | 600 | |
| Thermal solar | | 0.018 | | 0.021 | | 0.027 | | 0.20 | | 0.25 |
| Deep geothermal energy | | 0.13 | | 0.13 | | 0.13 | | 0.15 | 0.01 | 0.25 |
| Heat pumps | | 0.321 | | 0.371 | | 0.437 | | 0.90 | | 1.20 |
| Recyclable municipal solid waste | 1.62 | 0.36 | 1.59 | 0.34 | 1.53 | 0.32 | 1.60 | 0.30 | 1.70 | 0.28 |
| Fuel wood and crop residues (+400 MW worth of power plant tender invitations in 2020) | 1.33 | 8.97 | 1.41 | 8.96 | 1.43 | 8.76 | 3.50 | 10.50 | 4.00 | 12.00 |
| Biogas | 0.45 | 0.055 | 0.49 | 0.054 | 0.50 | 0.054 | 0.70 | 0.10 | 1.00 | 0.20 |
| Biofuel (blend ratio in calorific value) (4) | | 0.8% | | 1.0% | | 1.75% | | 7% | | 10% |
| Non-recyclable municipal solid waste | 1.62 | 0.36 | 1.59 | 0.34 | 1.53 | 0.32 | 1.60 | 0.30 | 1.70 | 0.28 |

Source: Energy Observatory

(1) interim

(2) estimated

(3) thermal generation in the form of heat or motive power

(4) first generation only, with a 6% transition point in 2010 corresponding to plants under construction.

6. Assumptions and models for the electricity sector

Principle maintained of existing regulated tariffs that affect end-consumer prices.

Unless otherwise specified, PPI taken into account for the period to 2015.

Share of renewable energy-generated electricity: indicative target in the RES directive, namely 21% by 2010, not considered realistic in the baseline scenario.

Electricity generation costs: assumptions provided by DIDEME, taking the scenario's constraints into account.

Nuclear generating capacity in 2020 and 2030 adapted to maintain total installed capacity—in accordance with the President of the Republic's statement—from 2015 onwards, by offsetting the life of plants for modelling purposes (65.4 GW total installed capacity in 2020 and 2030 compared with 63.3 GW now and with 50.7 GW in 2030 in the 2004 baseline scenario).

CHP: capacity remains at its 2006 level (based on findings by the Energy Observatory).

Net exports in 2020 and 2030 projected by the RTE model (yielding net exports of 53.7 TWh and 22.8 TWh in 2020 and 2030 respectively, compared with 63.3 TWh in 2006), whereas a zero trade balance was assumed in the 2004 baseline scenario.

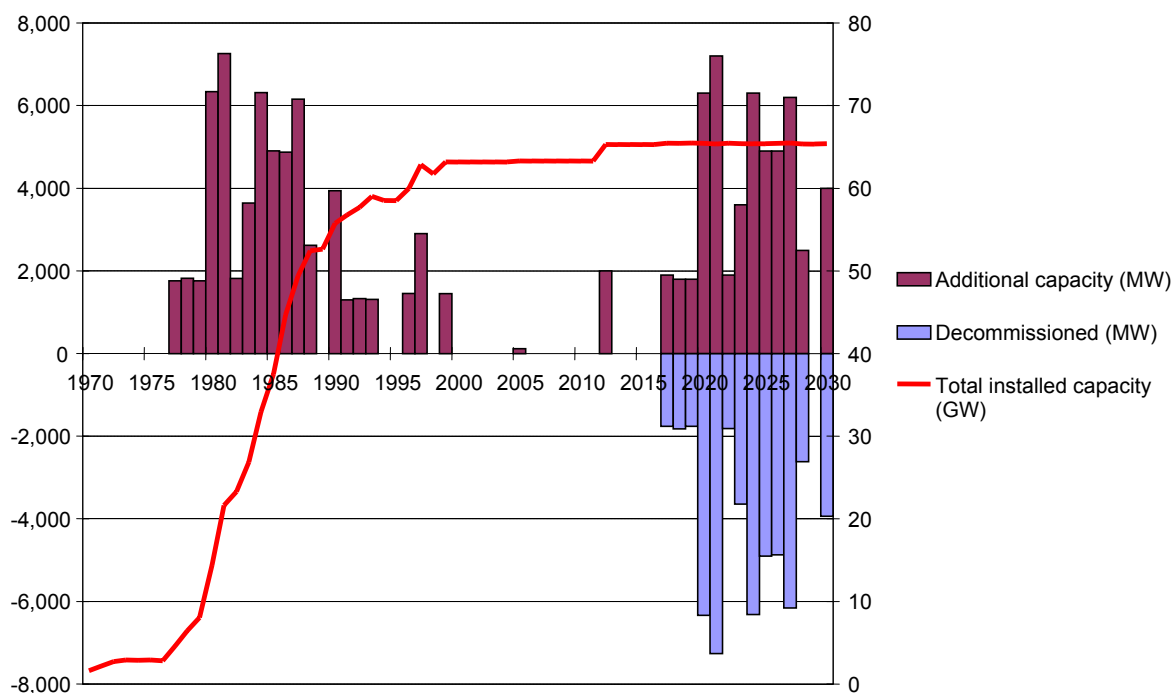


Figure 3: Fictitious change in French nuclear generating capacity in the DGEMP-OE (2008) baseline scenario (left-hand scale: reactors started-up/decommissioned or installed capacity added/subtracted; right-hand scale: total installed capacity).

The model built by RTE consists of three stages:

- formulation of projections for net domestic electricity consumption in 2020 and 2030 by adding up the final consumptions by sector derived from the Enerdata model, the energy sector's electricity consumption and the power system losses; then reconstruction of the corresponding power capacities, grouping together sub-sectors having similar load curves;
- description of the components making up the total generating capacity (evolution of existing facilities, future resources available);
- study of electricity supply and demand matching (power requirements, electricity balance, adjustment of the conventional thermal plant fleet, net exports, RE ratio, CO₂ emissions); the "shortfall" risk taken into consideration is kept below three hours a year in terms of loss-of-load expectation over the entire period, the same as the criterion used in the RTE interim report (*Bilan Prévisionnel*).

Specific electricity uses (residential and commercial), concentrated during daily peak periods of activity, are the growth drivers of electricity demand. In particular, electric space heating is projected to increase 20 TWh (or 35%) between 2005 and 2020 and air conditioning (commercial) to increase by 7 TWh over the same period. The development of such uses contributes to the sharply rising consumption peaks.

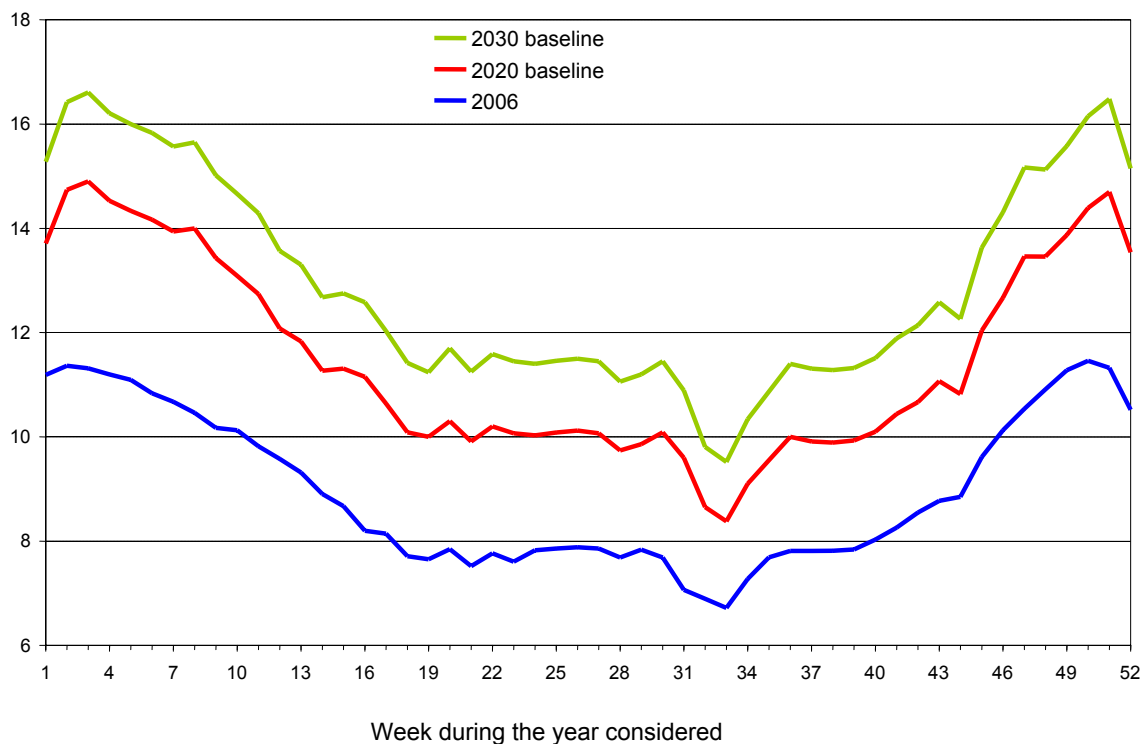


Figure 4: Increased seasonality in weekly electricity consumption between 2006 and 2020-2030 (source: RTE, with Energy Observatory assumptions).

In the baseline scenario, the range of variation of daily electricity consumption in 2030 is nearly twice the current range, as shown in the graph below.

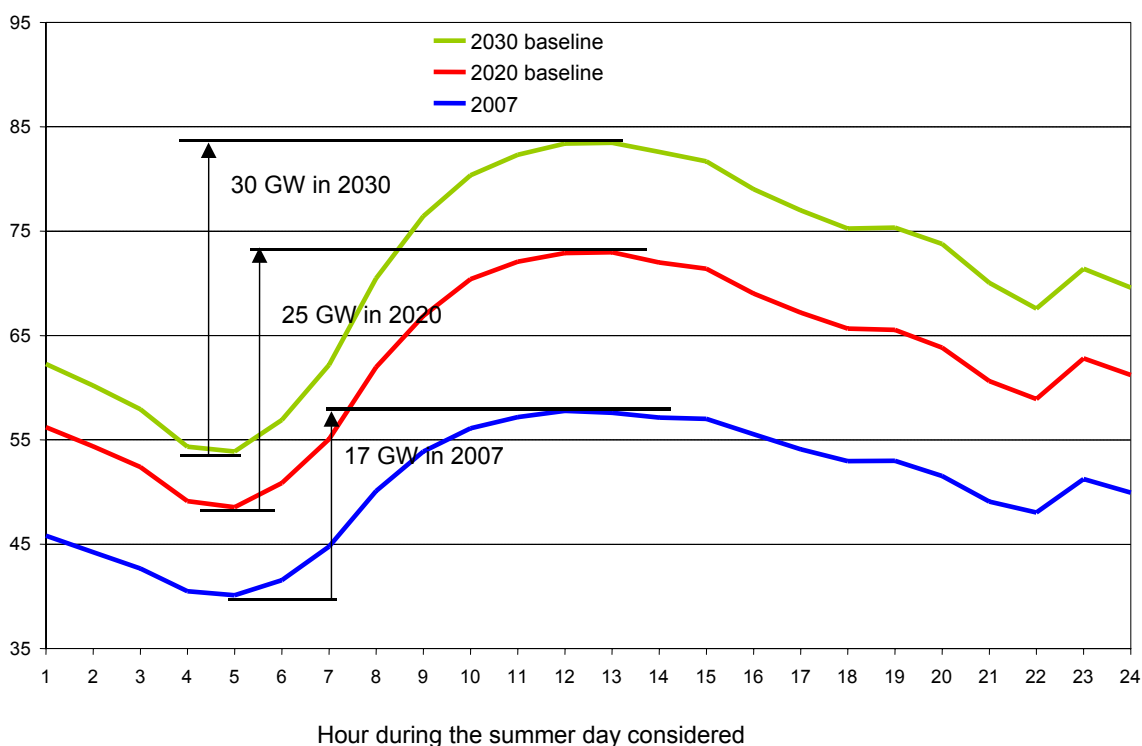


Figure 5: Change in the daily range of variation during a summer week in 2007, 2020 and 2030 (source: RTE, with Energy Observatory assumptions).

With the shares of renewable energy and nuclear energy in electric power generation set exogenously, the RTE model optimises the economics of conventional thermal generation and of foreign trading to satisfy demand. Based on the costs proposed by DIDEME and on the scenario's assumptions, three conventional thermal plant technologies are considered by RTE for semi-base load and peak load uses:

- gas combined cycle: 450 MW net power output, 58% efficiency, 350 g CO₂ emissions/kWh;
- supercritical coal-burning power plant: 900 MW net power output, 45% efficiency (supercritical), SO₂ and NO_x abatement, no CO₂ sequestration, resulting in 770 g CO₂ emissions/kWh;
- fuel-oil combustion turbine: 175 MW net power output, 35% efficiency.

One particular implication of the RTE model is that, in light of the baseline scenario's technical and economic data and without an exogenous security-of-supply constraint that would curb the use of gas, extensive development of coal-burning plants is not projected and only 600 MW plants that are retrofitted for local pollution abatement (SO₂ and NO_x) subsist in 2030. For similar reasons, all fuel-oil burning plants except CTs are phased out between 2020 and 2030.

By application of the RTE model based on the trend scenario assumptions, semi-base load and peak load facilities account for a substantially larger share of the power generating plants installed between 2020 and 2030 in order to keep pace with the fast growth of specific electricity uses (between 2007 and 2020, 11.8 GW for GCCs and 8.1 GW for CTs; between 2020 and 2030, 8.8 GW for GCCs and 6.9 GW for CTs), as shown in the table below:

| <i>(in GW net installed capacity) (*)</i> | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Nuclear | 63.2 | 63.3 | 65.4 | 65.4 |
| Coal | 8.2 | 6.5 | 2.9 | 2.9 |
| GCC | - | 1.0 | 12.8 | 21.6 |
| Fuel-oil | 3.5 | 4.5 | 5.1 | - |
| Fuel-oil and gas CT | 0.8 | 0.8 | 8.9 | 15.8 |
| By-product gases (blast furnace gas) | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 |
| Non-renewable thermal (self-generation, CHP, etc.) | 7.7 | 8.4 | 7.7 | 7.9 |
| Renewable-based thermal | 0.5 | 0.5 | 0.9 | 1.0 |
| Hydroelectric | 25.3 | 25.5 | 25.5 | 25.5 |
| Wind | 0.1 | 1.4 | 17.1 | 20.1 |
| Photovoltaic | - | - | 0.5 | 0.6 |
| Total | 109.6 | 113.3 | 147.0 | 161.0 |

CT = combustion turbine.

GCC = gas combined cycle power plant.

() The values for 2000 and 2006 differ slightly from the official figures provided by the Energy Observatory due to methodological differences (in particular regarding the inclusion of mothballed power stations).*

Table 1: Net installed capacity of the power generating fleet by type of technology (in GW).

The possibility of importing up to 3 GW in 2020 and 5 GW in 2030 for peak loads is also taken into consideration in the electric system.

Under these conditions, the electricity supply-demand balance is as follows:

| in TWh | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | AAGR 2000- 2006 | AAGR 2006- 2030 | AAGR 2020- 2030 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Gross nuclear generation | 415,2 | 450,2 | 478,0 | 481,7 | +1,4% | +0,3% | +0,1% |
| Gross hydroelectric/wind/photovoltaic (*) | 72.5 | 63.8 | 109.5 | 116.3 | -2.1% | +2.5% | +0.6% |
| Gross thermal generation | 53.1 | 60.5 | 104.9 | 142.8 | +2.2% | +3.6% | +3.1% |
| Imports | 3.7 | 8.5 | - | - | | | |
| Exports | -73.2 | -71.9 | -53.7 | -22.8 | | | |
| Total availability | 471.3 | 511.1 | 638.6 | 718.0 | +1.4% | +1.4% | +1.2% |
| Consumption auxiliaries (gross – net) | 24.1 | 25.7 | 29.7 | 32.0 | | | |
| Pumping | 6.6 | 7.5 | 7.4 | 7.4 | | | |
| Eurodif consumption | 16.0 | 18.5 | 0.7 | 0.7 | | | |
| Other internal uses | 7.9 | | 9.6 | 9.7 | | | |
| Power losses | 29.9 | 31.8 | 39.1 | 44.0 | | | |
| Total energy sector | 84.5 | 83.5 | 86.5 | 93.8 | -0.2% | +0.5% | +0.8% |
| Final electricity consumption | 386.8 | 427.6 | 552.1 | 624.2 | +1.7% | +1.6% | +1.2% |
| Domestic consumption (power demand) | 440.6 | 478.0 | 601.5 | 678.6 | +1.4% | +1.5% | +1.2% |
| (*) of which installed wind capacity (MW): | 56 | 2,200 | 17,100 | 20,100 | | | |

AAGR: average annual growth rate in %

Table 2: Electricity supply-demand balance (in TWh).

It is worth noting here that the Eurodif uranium enrichment plant is assumed to switch to ultracentrifuge technology as of 2015, sharply reducing corresponding electricity consumption in 2020-2030.

7. Oil supply

Like RTE for electricity, the IFP ran simulations for oil. The findings are applicable to the scenario's assumptions, in particular with regard to demand (determined by Enerdata) on the refining industry for refined products.

The IFP simulated the refining industry's output at European level, meaning that the findings may be influenced by the assumptions for demand and foreign trading (such as gasoline and heavy fuel oil exports or gas oil imports) made on that scale. The fuel quality is that already defined at EU level for 2010, among which 10 ppm sulphur for motor fuels and 1,000 ppm sulphur for heating oil. A portion (30%) of bunker fuel is assumed to have a 1.5% sulphur content. As for biofuel, a 10% content was assumed for the EU except France from 2020 onwards.

For a given price of oil and a demand for petroleum products defined for France on the basis of Enerdata simulations of final oil consumptions (which the IFP then broke down by type of petroleum product), the Gemme refining model yields figures on refinery crude oil supplies, the refineries market, emissions (for SO₂, 1000 mg/Nm³ to 2020 and 600 mg/Nm³ thereafter), product composition, investments (refining units) and marginal costs of petroleum products (supply – ex-refinery price).

The IFP model represents the EU-15 in six refining centres which have trading opportunities. European supply and demand are the same as in the previous DGEMP-OE (2004) energy forecast. The extra-Community foreign trading in petroleum products observed in 2005 is projected to remain unchanged.

The findings of the IFP simulation include the following for 2020 and 2030:

- refinery input-output balances (supply and production),
- the structure of petroleum product supply and demand relating to French refining.

| in Mtoe | 2006 | | 2020 | | 2030 | |
|-----------------------------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|
| | Input | Output | Input | Output | Input | Output |
| Crude oil | 83.2 | | 79.3 | | 80.6 | |
| Other materials charged (*) | | | 2.9 | | 2.9 | |
| Products | | 78.5 | | 75.2 | | 76.4 |
| Self-consumption | | 4.2 | | 4.5 | | 4.5 |
| Losses | | 0.5 | | 2.5 | | 2.6 |
| Total | 83.2 | 83.2 | 82.2 | 82.2 | 83.5 | 83.5 |

(*) including 1.7 Mtoe natural gas for fuel in 2020 and 2030 to comply with the 600 mg SO₂/Nm³ emission constraint.

Table 3: French refinery balances (in Mtoe).

The rise in French refinery output shown in the table above implies two baseline assumptions: first, the same level of shortfall of middle distillates (such as gas oil, which can be imported, for example, from Russia,); second, increased gasoline and heavy fuel oil exports (60% to the United States).

The IFP model can be used to calculate the production structure of refineries corresponding to what they consume, i.e. total demand for refined products less products transformed from agricultural feedstock (biofuels).

| 2006 (in Mtoe) | LPG | Naphtha and bases | Gasoline s | Jet fuel | Gas oil | HO | LFO | Bunker fuels | Other | Total |
|----------------|------|-------------------|------------|----------|---------|------|------|--------------|-------|-------|
| Production | 2.4 | 6.1 | 15.8 | 5.9 | 20.7 | 12.2 | 7.6 | 2.8 | 5.1 | 78.5 |
| Imports | 2.6 | 7.4 | 2.8 | 3.2 | 14.2 | 2.6 | 2.4 | - | 3.0 | 38.3 |
| Exports | -1.8 | -2.8 | -8.0 | -1.5 | -3.4 | - | -6.7 | - | -2.2 | -26.3 |
| Consumption | 3.3 | 10.8 | 10.6 | 7.7 | 31.4 | 14.8 | 3.3 | 2.8 | 5.9 | 90.4 |

| 2020 (in Mtoe) | LPG | Naphtha and bases | Gasoline s | Jet fuel | Gas oil | HO | LFO | Bunker fuels | Other | Total |
|----------------|-----|-------------------|------------|----------|---------|------|------|--------------|-------|-------|
| Production | 1.0 | 9.4 | 12.0 | 7.9 | 23.7 | 8.9 | 6.3 | 2.2 | 3.9 | 75.2 |
| Imports | 1.5 | 3.1 | 1.1 | 4.2 | 10.8 | 2.2 | - | - | 2.0 | 25.0 |
| Exports | - | - | -6.7 | - | -0.8 | -0.8 | -3.8 | - | - | -12.1 |
| Consumption | 2.5 | 12.5 | 6.4 | 12.1 | 33.6 | 10.4 | 2.5 | 2.2 | 5.9 | 88.0 |

| 2030 (in Mtoe) | LPG | Naphtha and bases | Gasoline s | Jet fuel | Gas oil | HO | LFO | Bunker fuels | Other | Total |
|----------------|-----|-------------------|------------|----------|---------|------|------|--------------|-------|-------|
| Production | 0.8 | 9.8 | 11.4 | 11.6 | 23.9 | 6.4 | 6.5 | 2.4 | 3.6 | 76.4 |
| Imports | 1.2 | 3.3 | 0.8 | 6.2 | 11.4 | 0.6 | - | - | 2.1 | 25.6 |
| Exports | - | - | -6.7 | - | -0.8 | -0.8 | -4.3 | - | - | -12.6 |
| Consumption | 2.0 | 13.0 | 5.5 | 17.8 | 34.5 | 6.2 | 2.3 | 2.4 | 5.7 | 89.4 |

Table 4: Supply-demand balances for refined petroleum products in France, 2006, 2020 and 2030.

Although this is just a baseline scenario, it indicates vulnerability in the French refining situation, if only with regard to the gasoline export assumption of 60% to the United States, which implies stable or even slightly rising demand trends in that country. The scenario also posits substantial investment in hydrocracking in French and European refineries in order to satisfy growing demand for gas oil.

8. Energy balances expressed in the format approved by the Energy Observatory Steering Committee

8.1. 2006 Energy balance

Actual Energy Balance in 2006

| Mtoe 2006 | SOLID FUELS | | OIL crude refined | | GAS Nat. Ind. | | ELECTRICITY Gen. Cons. | | Th. RE and waste | TOTAL |
|--------------|----------------|--|----------------------|--|------------------|--|---------------------------|--|---------------------|-------|
| | | | | | | | | | | |

SUPPLY

| | | | | | | | | | |
|-----------------------------|-------------|-------------|------------|-------------|--|--------------|--|-------------|--------------|
| Production | 0.2 | 1.1 | 0.2 | 1.0 | | 122.8 | | 12.8 | 138.1 |
| Imports | 13.7 | 82.1 | 36.8 | 39.9 | | 0.7 | | 0.0 | 173.3 |
| Exports | -0.6 | | -25.7 | -0.7 | | -6.2 | | | -33.1 |
| Change in stocks | -0.9 | -0.4 | 0.0 | -0.9 | | | | | -2.2 |
| International bunker fuel | | | -2.8 | | | | | | -2. |
| Quantities available | 12.4 | 82.8 | 8.5 | 39.4 | | 117.4 | | 12.8 | 273.2 |

(*) nuclear power generation: 117.3 Mtoe; hydroelectric and wind power: 5.5 Mtoe.

JOBS (*)

Energy sector consumption

| | | | | | | | | | |
|--------------------------------|------------|-------------|--------------|------------|------------|-------------|-------------|------------|-------------|
| Refineries | | 83.0 | -78.1 | | | -0.1 | 0.3 | | 5.1 |
| Electric power plants | 5.2 | | 1.4 | 2.7 | 0.8 | -5.1 | | 1.5 | 6.5 |
| Losses, adjust., internal uses | 0.2 | -0.2 | 0.1 | 0.6 | -0.3 | 0.0 | 85.5 | 0.7 | 86.6 |
| Total (a) | 5.4 | 82.8 | -76.7 | 3.3 | 0.5 | -5.2 | 85.8 | 2.2 | 98.2 |

Final energy consumption

| | | | | | | | | | |
|------------------|------------|--|-------------|-------------|-------------|--|-------------|-------------|--------------|
| Industry | 6.5 | | 6.0 | 12.5 | -0.5 | | 11.7 | 1.3 | 37.4 |
| Tertiary | 0.1 | | 4.0 | 6.8 | | | 11.2 | 0.5 | 22.6 |
| Residential | 0.3 | | 10.7 | 15.8 | | | 12.8 | 8.4 | 48.0 |
| Agriculture | | | 2.2 | 0.3 | | | 0.3 | 0.1 | 2.9 |
| Transport | | | 49.1 | | | | 1.0 | 0.7 | 50.8 |
| Total (b) | 6.9 | | 72.0 | 35.3 | -0.5 | | 37.0 | 10.9 | 161.6 |

Final non-energy consumption

| | | | | | | | | | |
|------------------|------------|--|-------------|------------|--|--|--|--|-------------|
| Total (c) | 0.1 | | 13.7 | 1.6 | | | | | 15.4 |
|------------------|------------|--|-------------|------------|--|--|--|--|-------------|

Total primary energy consumption

| | | | | | | | | | |
|--------------------------|-------------|-------------|--|-------------|--|--------------|--|-------------|--------------|
| Total (a)+(b)+(c) | 12.4 | 91.8 | | 40.3 | | 117.6 | | 13.1 | 275.2 |
|--------------------------|-------------|-------------|--|-------------|--|--------------|--|-------------|--------------|

(*) corrected for climate

Th. RE: thermal renewable energy sources (wood, wood chips, thermal solar, heat pumps, etc.).

Source: Energy Observatory (2007)

8.2. Baseline energy balance for France in 2020

DGEMP-OE Baseline Scenario in 2020 (2008 ed.)

| Mtoe 2020 | SOLID. FUELS | | OIL crude refined | | GAS Nat. Ind. | | ELECTRICITY Gen. Cons. | | Th. RE and waste | TOTAL |
|--------------|-----------------|--|----------------------|--|------------------|--|---------------------------|--|---------------------|-------|
|--------------|-----------------|--|----------------------|--|------------------|--|---------------------------|--|---------------------|-------|

SUPPLY

| | | | | | | | | | |
|---------------------------|------|------|-------|------|--|--|-------|------|-------|
| Production (*) | 0.1 | | | | | | 134.0 | 18.4 | 152.5 |
| Imports | 9.9 | 79.3 | 25.0 | 59.4 | | | | | 173.6 |
| Exports | | | -12.1 | | | | -4.6 | | -16.7 |
| International bunker fuel | | | -2.2 | | | | | | -2.2 |
| Quantities available | 10.0 | 79.3 | 10.7 | 59.4 | | | 129.4 | 18.4 | 307.2 |

(*) nuclear power generation: 124.6 Mtoe; hydroelectric, photovoltaic and wind power: 9.4 Mtoe.

JOBS

Energy sector consumption

| | | | | | | | | | |
|--------------------------------|-----|------|-------|------|-----|--|------|------|-------|
| Refineries | | 79.3 | -75.3 | | | | -0.1 | 0.3 | 4.3 |
| Electric power plants | 4.0 | | 1.6 | 11.5 | 0.4 | | -8.9 | 2.1 | 10.7 |
| Losses, adjust., internal uses | 0.0 | 0.0 | -0.1 | 0.0 | 0.0 | | 0.0 | 90.6 | 90.5 |
| Total (a) | 4.0 | 79.3 | -73.8 | 11.5 | 0.4 | | -9.0 | 90.9 | 105.4 |

Final energy consumption

| | | | | | | | | | |
|------------------|-----|--|------|------|------|--|------|------|-------|
| Industry | 6.0 | | 5.1 | 14.9 | -0.4 | | 13.5 | 2.6 | 41.7 |
| Tertiary | | | 3.1 | 8.5 | | | 15.2 | 1.9 | 28.7 |
| Residential | | | 5.8 | 21.1 | | | 16.9 | 8.7 | 52.5 |
| Agriculture | | | 3.0 | 0.6 | | | 0.5 | 0.2 | 4.3 |
| Transport | | | 52.6 | | | | 1.4 | 2.9 | 56.9 |
| Total (b) | 6.0 | | 69.6 | 45.1 | -0.4 | | 47.5 | 16.3 | 184.1 |

Final non-energy consumption

| | | | | | | | | | |
|------------------|--|--|------|-----|--|--|--|--|------|
| Total (c) | | | 14.9 | 2.8 | | | | | 17.7 |
|------------------|--|--|------|-----|--|--|--|--|------|

Th. RE: thermal renewable energy sources (wood, wood chips, thermal solar, heat pumps, etc.).

Source: Energy Observatory-Enerdata-RTE (2008)

- N.B.:
- The data in the "Th. RE and waste" column is methodologically imprecise insofar as the model's underlying principle does not distinguish between the relevant energy sources and an energy balance input-output ratio, which, after all, is hopefully as low as possible.
 - Domestic crude oil and natural gas production was taken to be zero in order to simplify modelling.

8.3. Baseline energy balance for France in 2030

DGEMP-OE Baseline Scenario in 2030 (2008 ed.)

| Mtoe 2030 | SOLID. FUELS | | OIL crude refined | | GAS Nat. Ind. | | ELECTRICITY Gen. Cons. | | Th. RE and waste | TOTAL |
|-----------------------------|-----------------|-------------|----------------------|-------------|------------------|--|---------------------------|--|---------------------|--------------|
| | | | | | | | | | | |
| SUPPLY | | | | | | | | | | |
| Production (*) | | | | | | | 135.5 | | 20.7 | 156.2 |
| Imports | 10.3 | 80.6 | 25.6 | 70.3 | | | | | | 186.8 |
| Exports | | | -12.6 | | | | -2.0 | | | -14.6 |
| Internationale bunker fuel | | | -2.4 | | | | | | | -2.4 |
| Quantities available | 10.3 | 80.6 | 10.6 | 70.3 | | | 133.5 | | 20.7 | 326.0 |

(*) nuclear power generation: 125.5 Mtoe; hydroelectric, photovoltaic and wind power: 10 Mtoe

JOBS

Energy sector consumption

| | | | | | | | | | |
|--------------------------------|------------|-------------|--------------|-------------|------------|--------------|-------------|------------|--------------|
| Refineries | | 80.6 | -76.5 | | | -0.1 | 0.3 | | 4.4 |
| Electric power plants | 4.3 | | 1.4 | 17.5 | 0.4 | -12.2 | | 2.4 | 13.8 |
| Losses, adjust., internal uses | 0.0 | 0.0 | -0.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 91.8 | 0.0 | 91.6 |
| Total (a) | 4.3 | 80.6 | -75.3 | 17.5 | 0.4 | -12.3 | 92.1 | 2.4 | 109.8 |

Final energy consumption

| | | | | | | | | | |
|------------------|------------|--|-------------|-------------|-------------|--|-------------|-------------|--------------|
| Industry | 6.0 | | 4.8 | 16.3 | -0.4 | | 15.3 | 2.8 | 44.8 |
| Tertiary | | | 1.9 | 8.7 | | | 17.0 | 2.11 | 29.7 |
| Residential | | | 2.3 | 24.5 | | | 19.1 | 8.8 | 54.7 |
| Agriculture | | | 3.2 | 0.5 | | | 0.6 | 0.3 | 4.6 |
| Transport | | | 58.3 | | | | 1.7 | 4.3 | 64.3 |
| Total (b) | 6.0 | | 70.5 | 50.0 | -0.4 | | 53.7 | 18.3 | 198.1 |

Final non-energy consumption

| | | | | | | | | | |
|------------------|--|--|-------------|------------|--|--|--|--|-------------|
| Total (c) | | | 15.4 | 2.8 | | | | | 18.2 |
|------------------|--|--|-------------|------------|--|--|--|--|-------------|

Th. RE: thermal renewable energy sources (wood, wood chips, thermal solar, heat pumps, etc.).

Source: Energy Observatory -Enerdata-RTE (2008)

- N.B.:
- The data in the "Th. RE and waste" column is methodologically imprecise insofar as the model's underlying principle does not distinguish between the relevant energy sources and an energy balance input-output ratio, which, after all, is hopefully as low as possible.
 - Domestic crude oil and natural gas production was taken to be zero in order to simplify modelling.

9. Change in primary and final energy consumption since 1970

9.1. Primary energy consumption

Total primary energy consumption is projected to rise 0.7% p.a. over the 2006-2030 period, reaching 326 Mtoe (compared with a 1.4% p.a. rise for 1990-2003 and 339 Mtoe in 2030 according to the DGEMP-OE (2004) baseline scenario). The rate increase appears to decelerate over time, averaging only 0.6% p.a. in the final decade.

| in Mtoe | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | AAGR 2000-2006 | AAGR 2006-2030 | AAGR 2020-2030 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Coal | 14.2 | 12.4 | 10.0 | 10.3 | -2.2% | -0.8% | +0.3% |
| Oil | 95.1 | 91.8 | 90.0 | 91.2 | -0.6% | - | +0.1% |
| Gas | 37.6 | 40.3 | 59.4 | 70.3 | +1.2% | +2.3% | +1.7% |
| Primary electricity (*) | 108.9 | 117.6 | 129.4 | 133.5 | +1.3% | +0.5% | +0.3% |
| of which renewable-based (hydro., etc.) (**) | 6.2 | 5.5 | 9.4 | 10.0 | -2.1% | +2.5% | +0.6% |
| Other renewable and waste. (***) | 13.3 | 13.1 | 18.4 | 20.7 | -0.2% | +1.9% | +1.2% |
| Total primary energy | 269.2 | 275.3 | 307.2 | 326.0 | +0.4% | +0.7% | +0.6% |
| of which: | | | | | | | |
| - final energy uses | 158.8 | 161.7 | 184.1 | 198.1 | +0.2% | +1.0% | +0.7% |
| - non-energy uses | 17.4 | 15.4 | 17.7 | 18.2 | -1.2% | +0.8% | +0.3% |
| Annual growth rate (in %) | | | | | | | |
| Primary energy consumption | +2.4% | +0.8% | +0.7% | +0.6% | | | |
| GDP (in volume) | +4.1% | +2.1% | +2.1% | +2.1% | | | |

(*) Nuclear + hydroelectric, wind and photovoltaic – exchange balance
 (***) Excluding hydroelectric, wind and photovoltaic

(**) Not corrected for climate
 AAGR (average annual growth rate) in %

Table 5: Primary energy consumption by type of energy (corrected for climate for 2000 and 2006), in Mtoe.

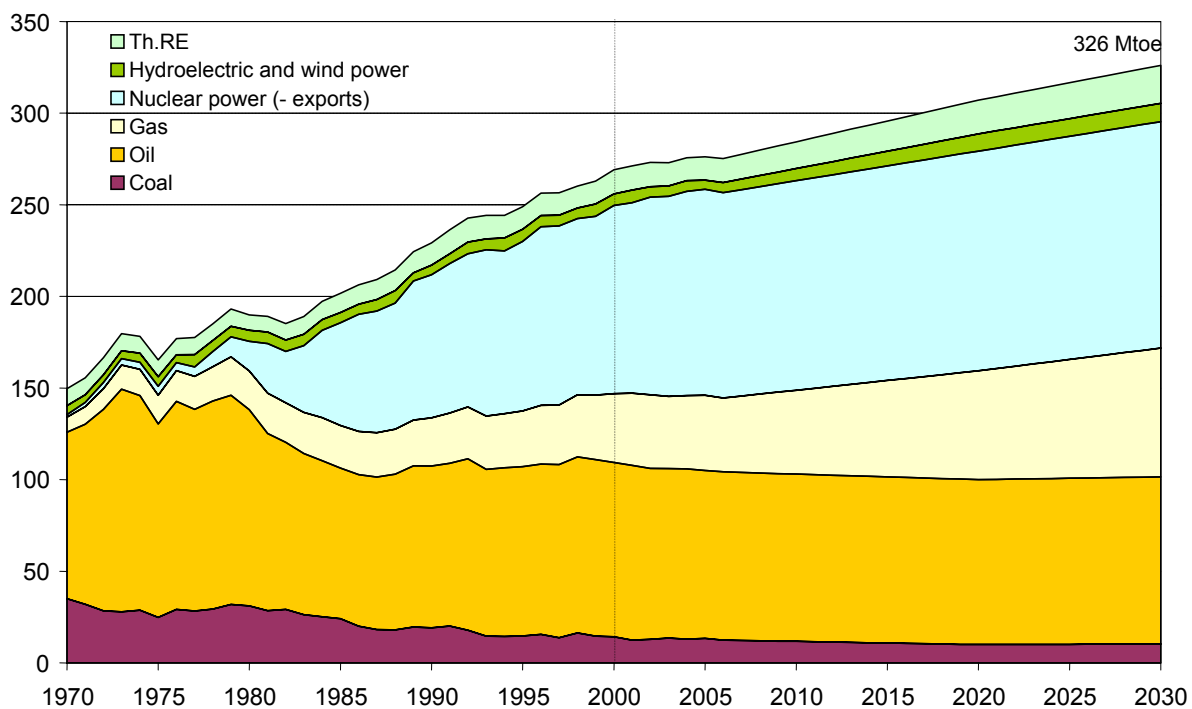


Figure 6: French primary energy consumption by type of product (in Mtoe)

Of particular note is the strong growth, first, of renewable energy in both power generation (rising an average 2.5% p.a. over the 2006-2030 period) and thermal generation (rising 1.9% p.a.) and, second, of natural gas (up 2.3%) driven by power generation.

9.2. Final energy consumption

The Enerdata report goes into greater detail on trends in energy consumption by sector and by use.

Final energy and non-energy use (plastics, fertilizers, etc.) consumption, i.e. total primary energy consumption less consumption by the energy sector (power plants, refineries, etc.), is projected to grow by 0.8% p.a. over the 2006-2030 period, reaching 216 Mtoe (compared with 177 in 2006). Past average growth rates were 1.2% p.a. for 1990-2002 and 1.3% for 1982-2002. Final energy consumption is also projected to increase 0.8% p.a. over the 2006-2030 period, the same pace as for 1990-2006, reaching 198 Mtoe in 2030 (compared with 162 Mtoe in 2006),

| in Mtoe | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | AAGR 2000-2006 | AAGR 2006-2030 | AAGR 2020-2030 |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Coal | 7.6 | 7.0 | 6.0 | 6.0 | -1.4% | -0.6% | - |
| Oil | 88.4 | 85.7 | 84.5 | 85.9 | -0.5% | - | +0.2% |
| Gas | 35.1 | 36.6 | 47.5 | 52.4 | +0.7% | +1.5% | +1.0% |
| Electricity | 33.7 | 37.0 | 47.5 | 53.7 | +1.6% | +1.6% | +1.2% |
| Other renewable and waste (*) | 11.3 | 10.9 | 16.3 | 18.3 | -0.6% | +2.2% | +1.2% |
| Total final energy | 176.2 | 177.1 | 201.8 | 216.3 | +0.1% | +0.8% | +0.7% |

(*) Excluding hydroelectric, wind and photovoltaic

AAGR (average annual growth rate) in %

| in Mtoe | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | AAGR 2000-2006 | AAGR 2006-2030 | AAGR 2020-2030 |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Industry | 39.4 | 37.4 | 41.7 | 44.8 | -0.8% | +0.1% | +0.7% |
| of which iron and steel | 6.2 | 6.1 | | | | | |
| Residential-tertiary | 67.0 | 70.6 | 81.2 | 84.4 | +0.9% | +0.7% | +0.4% |
| Agriculture | 3.0 | 2.9 | 4.3 | 4.6 | -0.8% | +2.0% | +0.7% |
| Transport | 49.4 | 50.9 | 56.9 | 64.3 | +0.5% | +1.0% | +1.2% |
| Total energy uses | 158.8 | 161.7 | 184.1 | 198.1 | +0.3% | +0.8% | +0.7% |
| Non-energy uses | 17.4 | 15.4 | 17.7 | 18.2 | -2.0% | +0.7% | +0.3% |
| Total final energy | 176.2 | 177.1 | 201.8 | 216.3 | +0.1% | +0.8% | +0.7% |

AAGR (average annual growth rate) in %

Table 6: Final energy consumption, energy and non-energy uses, by type of energy and by sector, in Mtoe.

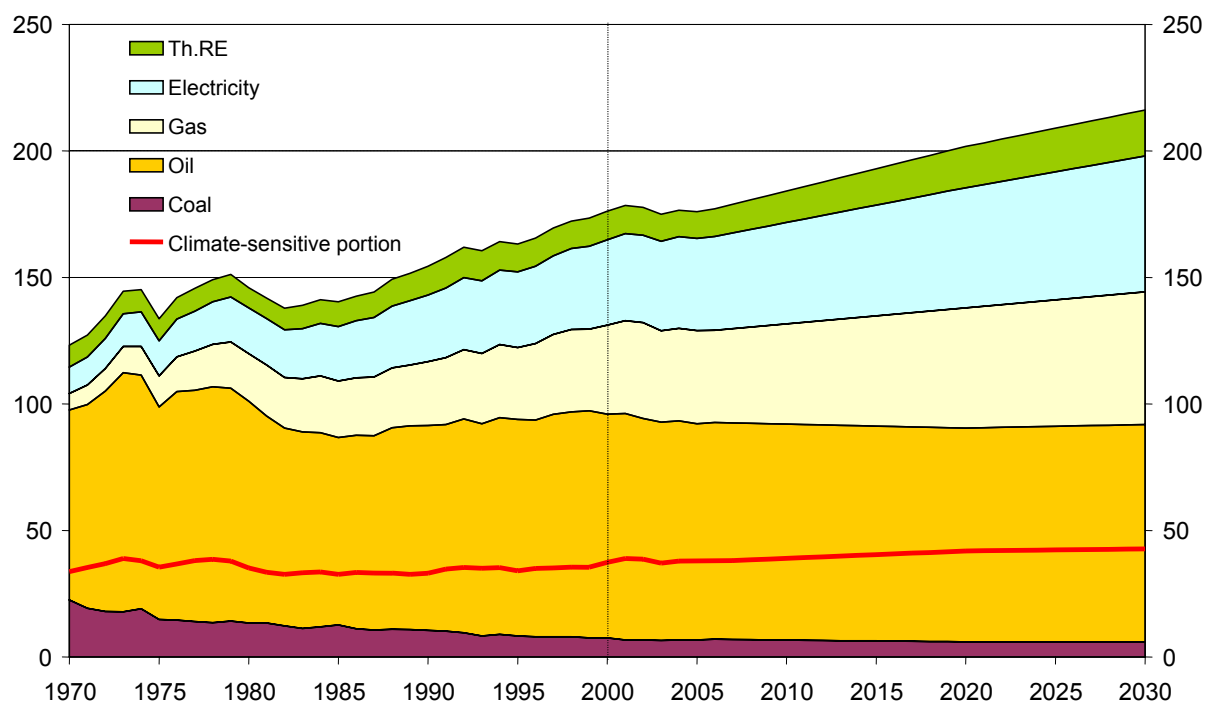


Figure 7: Final energy consumption from 1970 to 2030 by type of product (in Mtoe).

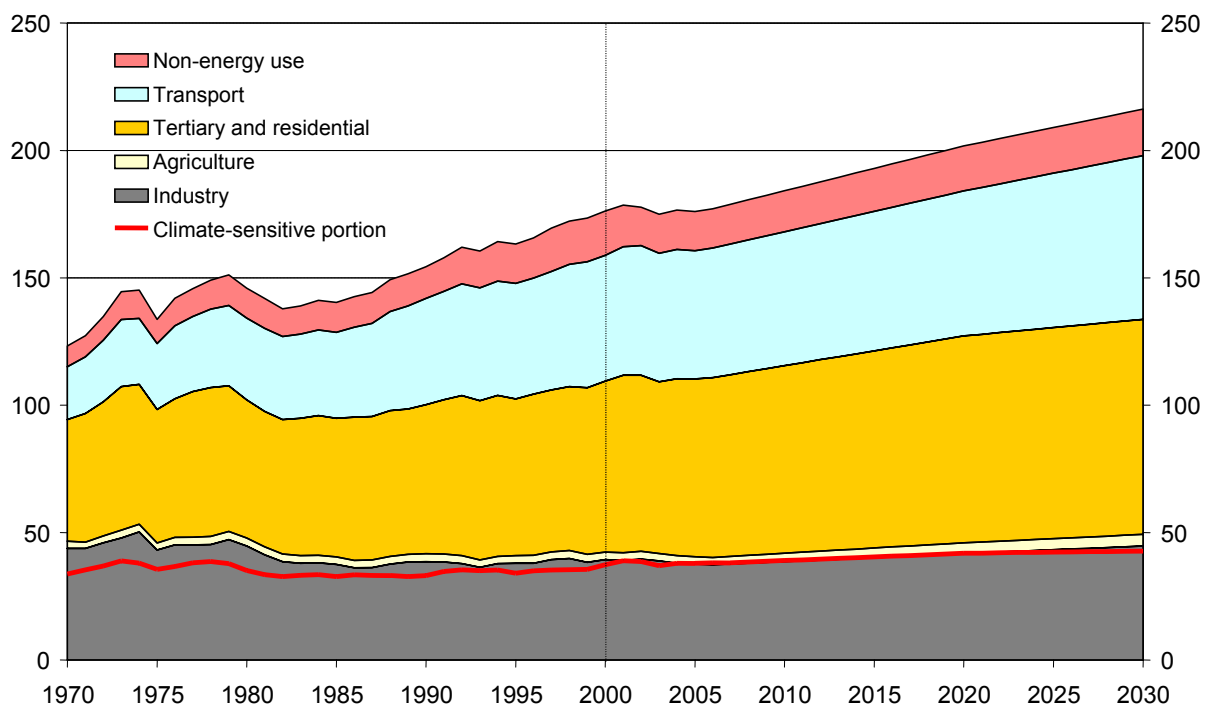


Figure 8: Final energy consumption from 1970 to 2030 by sector (in Mtoe).

Interestingly, coal consumption (by industry and for district heating) and oil consumption are practically stable over the 2006-2030 period, reflecting the effects of the relatively optimistic trend assumptions for energy conservation and energy substitution.

10. CO₂ emissions

CO₂ emissions corresponding solely to energy uses consistent with the “baseline trend” scenario can be estimated, using a simplified method³ on the basis of energy balances, at 405 Mt CO₂ in 2020 (compared with 374 in 1990) and at 435 Mt CO₂ in 2030. Emissions appear to rise at a slightly faster rate towards the end of the period, but most of the increase stems from trends in transport (rising 0.7% p.a. over the 2006-2030 period) and in power generation (rising 2.7% p.a.).

| in Mt of CO ₂ | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | AAGR 2000-2006 | AAGR 2006-2030 | AAGR 2020-2030 |
|--|------------|------------|------------|------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Total CO₂ emissions | 387 | 381 | 405 | 435 | -0.2% | +0.5% | +0.7% |
| of which: - attributable to transport | 147 | 150 | 160 | 177 | +0.3% | +0.7% | +1.0% |
| - attributable to residential and tertiary | 99 | 100 | 98 | 92 | +0.2% | -0.3% | -0.6% |
| - attributable to industry | 79 | 74 | 77 | 79 | -1.1% | +0.3% | +0.3% |
| - attributable to agriculture | 8 | 8 | 11 | 11 | -1.3% | +1.6% | +0.3% |
| - attributable to power generation | 36 | 34 | 50 | 65 | -0.9% | +2.7% | +2.7% |
| - others in the energy sector | 18 | 16 | 10 | 10 | -1.7% | -2.0% | - |

AAGR (average annual growth rate) in %

Table 7: CO₂ emissions attributable to energy by sector, in Mt of CO₂.

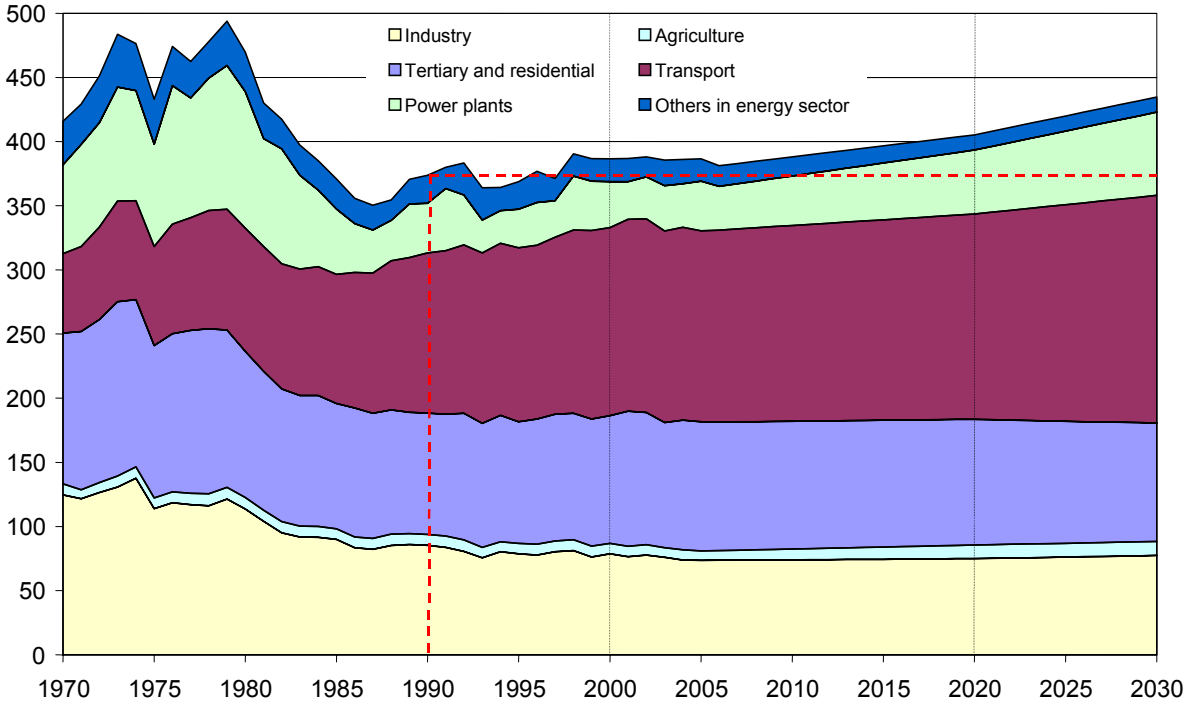


Figure 9: CO₂ emissions attributable to energy from 1970 to 2030 by sector, in Mt of CO₂.

³ CO₂ emissions due to energy use are calculated by a simple method developed by the Energy Observatory. The resulting figures differ slightly from those obtained by the official UNFCCC method (IPCC format); for example, the Energy Observatory records all emissions due to jet fuels. The method is nevertheless useful for estimating orders of magnitude.

11. Other indicators

Over the 2006-2030 period, primary energy intensity declined at an average 1.4% p.a. (compared with a decline of only 0.3% for 1990-2000 and 1.2% for 2000-2006), a little faster than final energy, which dropped 1.2% p.a. This downward trend in energy intensity, although more sustained than in the past, is nevertheless well below the final energy target of a 2% p.a. reduction to 2015 and 2.5% from then to 2030 (as provided under the “POPE” Act of 13 July 2005).

| | 2000 | 2006 | 2020 | 2030 | AAGR 2000-2006 | AAGR 2006-2030 | AAGR 2020-2030 |
|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------------------|-------------------|-------------------|
| GDP in volume (bn 2000 euros) | 1,441 | 1,583 | 2,117 | 2,606 | +1.6% | +2.1% | +2.1% |
| Primary energy intensity (*) | 95.4 | 88.9 | 74.1 | 63.9 | -1.2% | -1.4% | -1.5% |
| Final energy intensity (*) | 90.9 | 84.3 | 71.7 | 62.7 | -1.3% | -1.2% | -1.3% |

(*)1990 index base = 100

AAGR (average annual growth rate) in %

Table 8: Final and primary energy intensity, 1990 index base (100)

With regard to security of supply from the viewpoint of the energy independence ratio (which only partially overlaps our present concern, as the ratio of domestic production to total primary energy consumption), the baseline scenario projects a decrease of some 2.5 percentage points over the 2006-2030 period, to 48% in 2030 as compared with 50.5% in 2006. This decline is limited by strong growth in renewable energy and stability in nuclear power combined with gains in energy efficiency, indicating a distinctly more favourable situation from this viewpoint than the 9-point drop in the 2004 scenario.

12. Comments and conclusions

In several respects (e.g. supply security, CO₂ emissions, energy efficiency), the baseline scenario proposed here is clearly not a scenario conducive to satisfying French energy policy objectives. This is not a surprising conclusion in that it implies the need to implement new policies and measures in addition to those already in place or approved.

In particular, this scenario would lead to importing 66 billion cubic meters of gas (59 Mtoe) in 2020 and 78 billion cubic meters (70 Mtoe) in 2030, compared with the present 44 billion cubic meters. In addition to the resulting CO₂ emissions, the near doubling of gas imports would pose a twofold problem as to the geographic origin of the gas imported (under appropriate supply contracts) and the infrastructure (LNG terminals, gas pipelines) required to transport it.

Finally, the baseline scenario is of course a long way from achieving the Community targets, whether for CO₂ emissions, projected to rise continually until 2020 and then even faster until 2030 (due to transport and electric power generation), or for the share of renewable energy in the energy mix. In that regard, the share of renewable energy in “enlarged” final energy consumption, as it is described in the “energy and climate change package”, would grow to 13.4% in 2020 (versus 23% in the Commission’s burden sharing proposal) and to 13.7% in 2030, compared with the 10.3% share observed in 2006.