



**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

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).

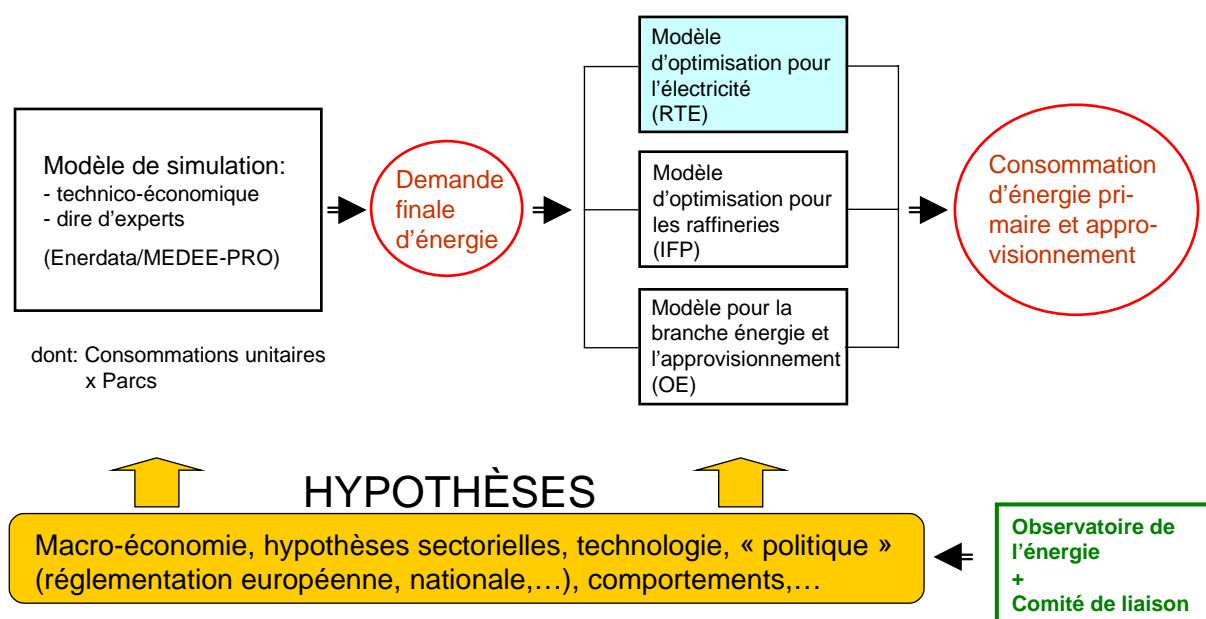


Figure 1 : Organisation de l'exercice de prospective DGEMP-OE(2008).

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.

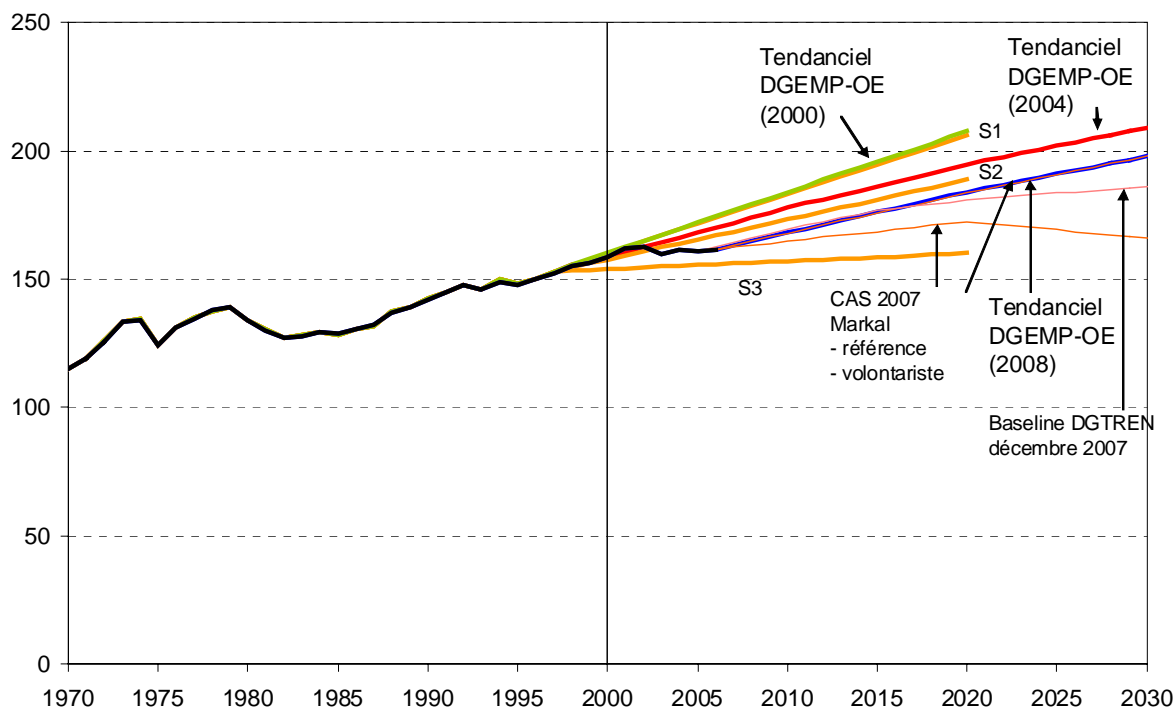


Figure 2 : Évolution de la consommation finale énergétique de la France, en Mtep, selon différents scénarios².

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 identique à celle de l'Observatoire de l'énergie s'agissant de la consommation énergétique finale (à confirmer).

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 (ferroviaire, 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.

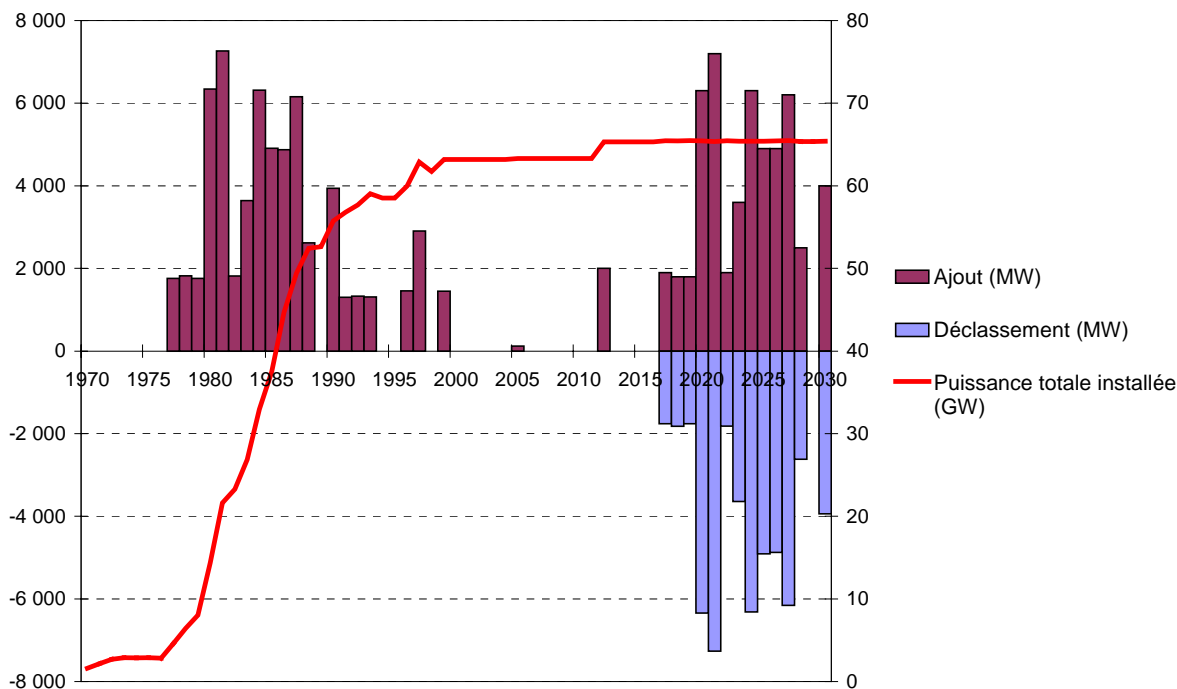


Figure 3 : Évolution fictive du parc nucléaire français dans le scénario de référence DGEMP-OE (2008) (échelle de gauche : entrées en service/retraits de réacteurs ou ajouts/retraits de puissance installée ; échelle de droite : puissance totale du parc installé).

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 ans 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.

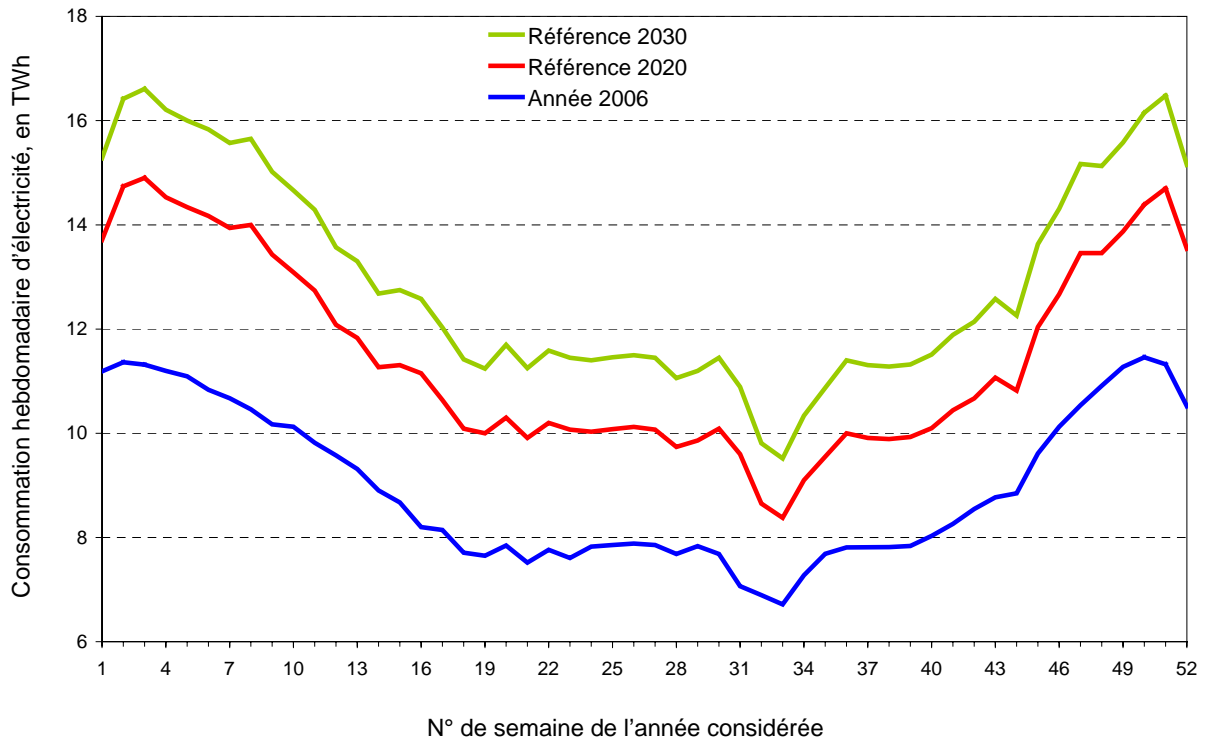


Figure 4 : Accroissement de la saisonnalité dans la consommation hebdomadaire d'électricité entre 2006 et 2020-2030 (source : RTE, avec hypothèses de l'Observatoire de l'énergie).

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.

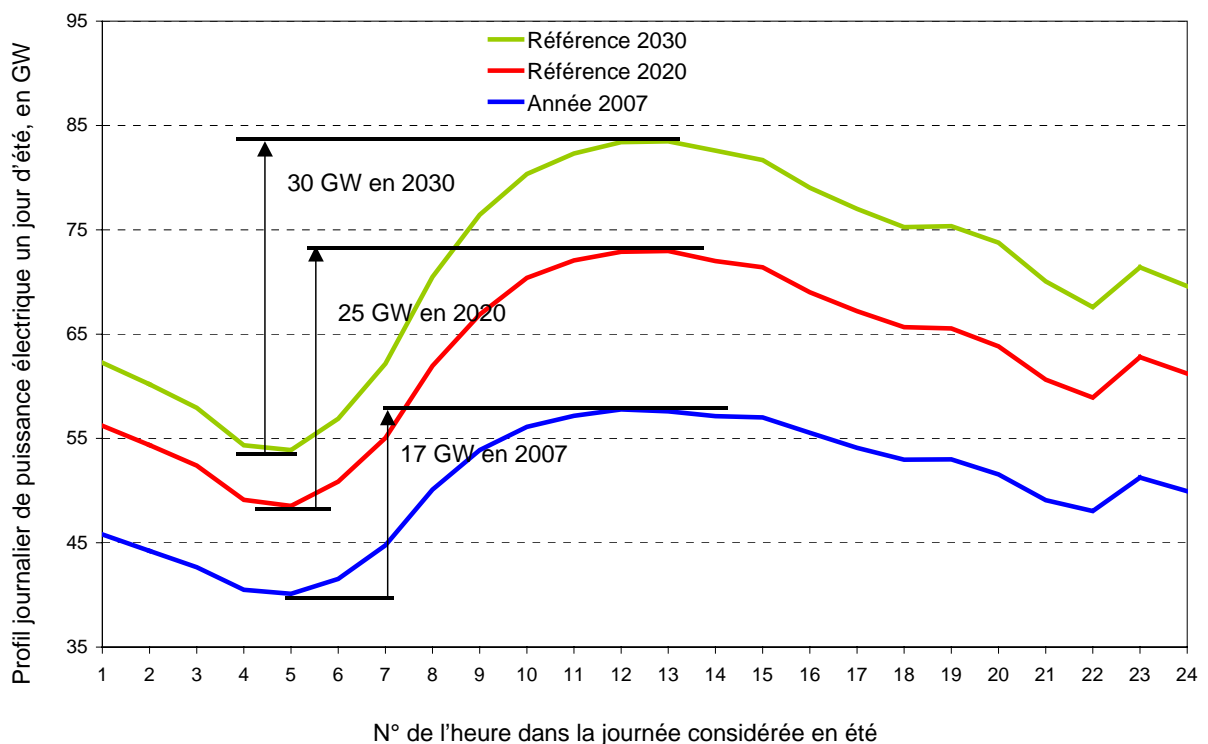


Figure 5 : Évolution de l'amplitude journalière au cours d'une semaine d'été en 2007, 2020 et 2030 (source : RTE, avec hypothèses de l'Observatoire de l'énergie).

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	PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENRt et déchets	TOTAL
	COMB. SOLIDES	brut	raffiné	Nat.	Ind.	Produite		
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.

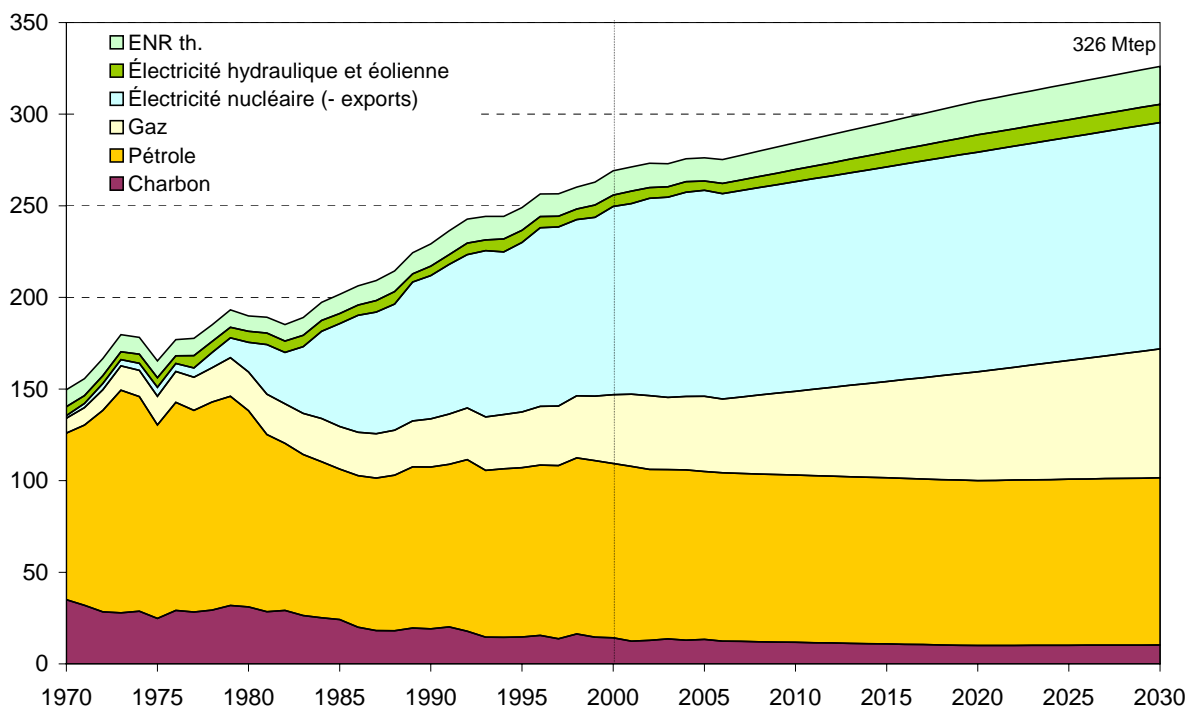


Figure 6 : Consommation d'énergie primaire de la France par type de produit (en Mtep)

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.

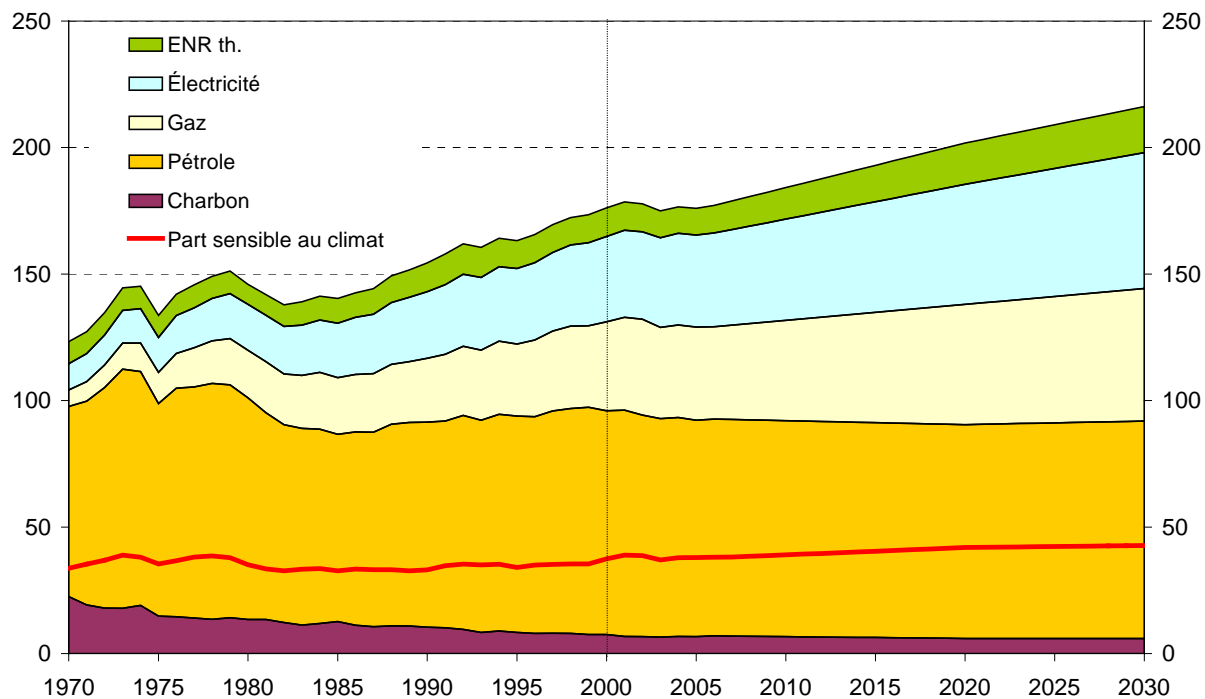


Figure 7 : Consommation finale d'énergie de 1970 à 2030 par type de produit (en Mtep).

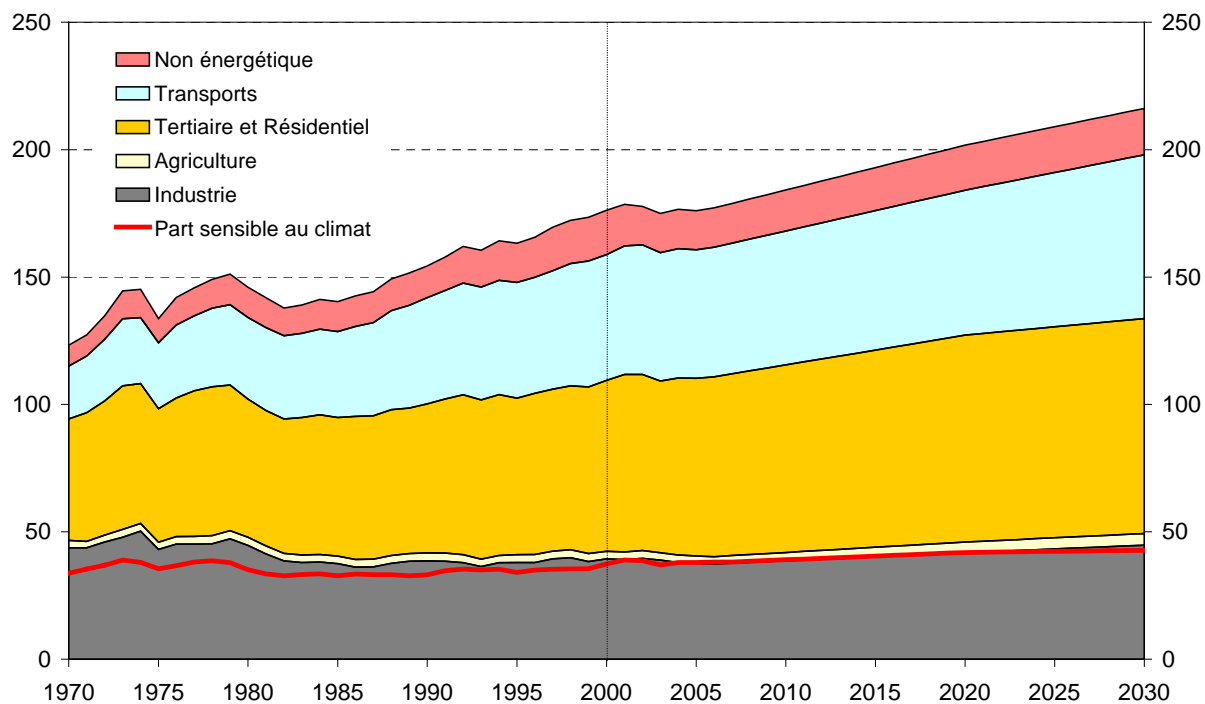


Figure 8 : Consommation finale d'énergie de 1970 à 2030 par secteur (en Mtep).

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 tendanciennes relativement 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.

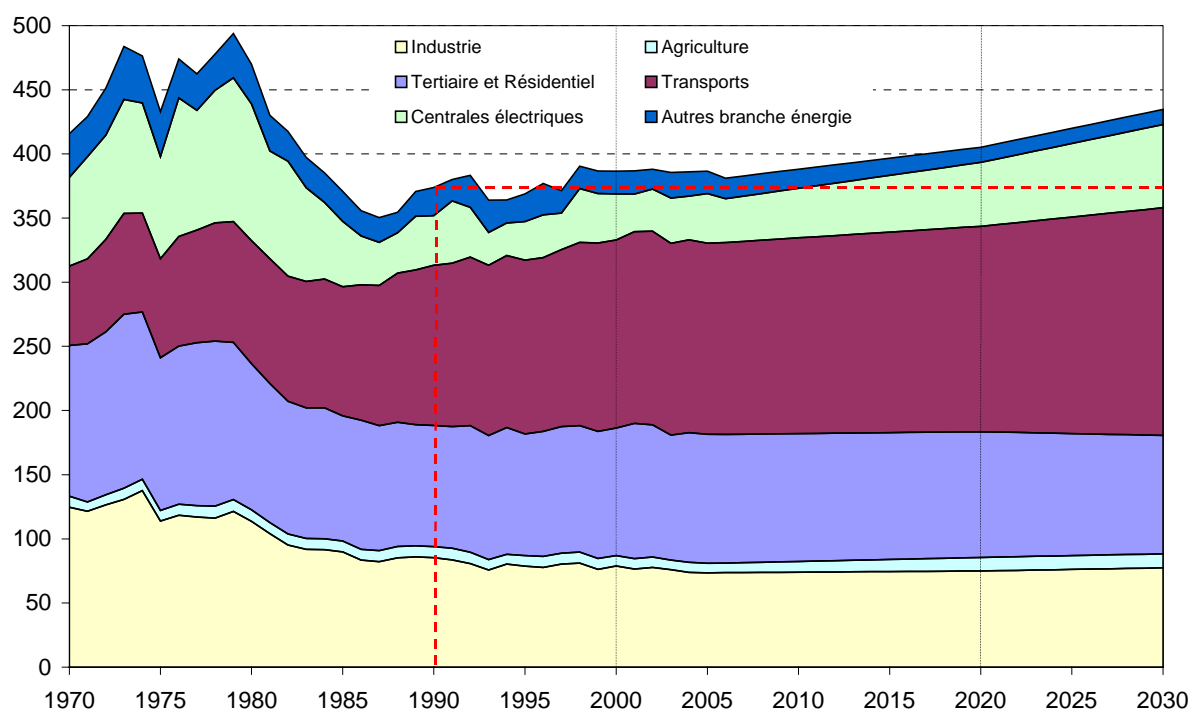


Figure 9 : Émissions de CO2 dues à l'énergie de 1970 à 2030 par secteur, en Mt de CO2.

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.