

Juillet
2014



Bilan énergétique de la France pour 2013



Service de l'observation et des statistiques

Directeur de la publication : Jean-Paul Albertini

Auteurs :

Coordination : François-Xavier Dussud, Sami Louati, Guillaume Mordant, Céline Rouquette

Rédaction : Didier Cadin, Isabelle Collet, François-Xavier Dussud, Lisa Fratacci, Jean Lauverjat, Sami Louati, Jean-Philippe Martin, Yacine Rabaï, Didier Reynaud, Céline Rouquette, Florine Wong

Rédactrice en chef : Anne Bottin

Coordination éditoriale, secrétariat de rédaction : Patricia Repérant

Conception graphique et réalisation : Catherine Grosset, Patricia Repérant

Crédits photos : Arnaud Bouissou/METL-MEDDE - parvis de La Défense à l'aube
Laurent Mignaux/METL-MEDDE - extracteur géothermique



Bilan énergétique de la France pour 2013



Sommaire

Avant-propos.....	5
Synthèse.....	7
1. Le contexte économique, social et climatique	11
1.1 Une croissance économique mondiale modérée en 2013.....	13
1.2 Contexte macroéconomique français.....	15
1.3 Le climat en 2013 : une température moyenne proche de la normale, une forte pluviométrie et un déficit d'ensoleillement.....	17
2. Le poids de l'énergie dans l'économie et la société française en 2013.....	19
2.1 Les prix de l'énergie sur les marchés internationaux et européens en 2013.....	21
2.2 La facture énergétique recule d'environ 5 % en 2013, mais reste à un niveau élevé, de près de 66 milliards d'euros.....	26
2.3 Les prix à la consommation.....	28
2.4 Le poids de l'énergie dans le budget des ménages français en 2013 : augmentation des dépenses en logement mais baisse nette en carburants.....	29
3. L'approvisionnement énergétique de la France.....	31
3.1 L'approvisionnement énergétique de la France en 2013 : forte hausse des filières renouvelables et redressement du taux d'indépendance énergétique.....	33
3.2 Charbon : nouvelle hausse des importations (+ 4 %).....	36
3.3 Pétrole : la contraction des importations de pétrole brut se poursuit dans un contexte de recul de l'activité de raffinage, le déficit des échanges de produits raffinés augmente.....	38
3.4 L'approvisionnement en gaz naturel.....	41
3.5 Énergies renouvelables thermiques et déchets.....	44
3.6 L'approvisionnement en électricité.....	49
4. La transformation et l'acheminement de l'énergie en France.....	55
4.1 La transformation et l'acheminement de l'énergie en France en 2013 : diminution du raffinage, rebond d'activité des centrales à charbon.....	57
5. La consommation d'énergie par source primaire en France.....	59
5.1 La consommation d'énergie primaire en France en 2013 : à températures équivalentes, la consommation primaire d'énergie est stabilisée depuis 2009 autour de 260 Mtep.....	61
5.2 Charbon : la hausse de la consommation se poursuit pour la deuxième année consécutive.....	65
5.3 Pétrole : la consommation primaire continue à diminuer (- 2,2 %).....	67
5.4 La consommation primaire de gaz naturel : hausse de 1,6 % en 2013, en raison de températures plus fraîches.....	70
5.5 Énergies renouvelables thermiques (EnRt) et déchets : la croissance de la consommation primaire se poursuit (+ 3,0 %), à un rythme toutefois ralenti par rapport aux deux années précédentes.....	72
5.6 La consommation d'électricité primaire.....	74
6. La consommation d'énergie par secteur de l'économie en France.....	77
6.1 Nouveau recul de la consommation finale d'énergie.....	79
6.2 Résidentiel et tertiaire : une consommation finale d'énergie stable.....	81
6.3 La consommation finale d'énergie des transports : une légère baisse de 0,8 %.....	83
6.4 La consommation finale d'énergie de l'industrie : un recul de la consommation de 2,1 %.....	85
6.5 Consommation finale d'énergie dans le secteur agriculture-pêche : hausse de la consommation des produits pétroliers.....	87

7. Le bilan électrique en outre-mer.....	89
7.1 Bilan électrique en outre-mer : Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion.....	91
8. Au-delà du bilan énergétique national	99
8.1 Intensité énergétique.....	101
8.2 Les émissions de CO ₂ dues à la combustion d'énergie : un léger recul de 0,8 %, en données corrigées des variations climatiques.....	102
8.3 La chaleur vendue en France en 2012 : 3 Mtep, dont les deux tiers produits en cogénération.....	104
8.4 Les énergies renouvelables : des bilans énergétiques à la comptabilisation de la Directive européenne.....	107
Bilans de l'énergie 2011-2012-2013 (données corrigées des variations climatiques).....	111
Bilans de l'énergie 2011-2012-2013 (données non corrigées des variations climatiques).....	121
Bilan électrique dans les DOM en 2011-2012-2013.....	127
Annexes méthodologiques.....	133
Annexe 1 : le bilan de l'énergie, une équation comptable.....	135
Annexe 2 : définitions.....	136
Annexe 3 : équivalences énergétiques.....	140
Annexe 4 : méthode de correction des variations climatiques.....	141
Annexe 5 : contenu des postes du bilan de l'énergie.....	145
Annexe 6 : nomenclature NCE 2008.....	150
Annexe 7 : modifications apportées au bilan 2013.....	157
Sigles et abréviations.....	159
Pour en savoir plus.....	161
Les sources.....	163

Chiffres arrêtés au 30 juin 2014.

L'arrondi de la somme n'est pas toujours égal à la somme des arrondis.

La numérotation des notes de bas de pages est discontinuë.

Avant-propos

Comme le soulignent l'Agence internationale de l'énergie et Eurostat, il est essentiel de disposer de statistiques détaillées, complètes, ponctuelles et fiables pour pouvoir gérer la situation énergétique tant à l'échelon national qu'international.

Le bilan énergétique de la France, qui vise à répondre à ce besoin, est l'une des publications phares du Service de l'observation et des statistiques (SOeS) dans le domaine de l'énergie.

Les bilans énergétiques nationaux sont élaborés selon des normes standardisées et harmonisées, adoptées par l'ensemble des organisations internationales, telles que l'Agence internationale de l'énergie et l'Organisation des Nations unies, et par plusieurs ensembles régionaux comme l'Union européenne.

Dans le contexte de l'actuelle discussion sur la loi de programmation pour la transition énergétique, qui va donner les grandes orientations choisies par la France pour les années à venir, et de la fixation par la Commission européenne des grandes lignes du prochain « paquet énergie – climat », il est particulièrement précieux de pouvoir ainsi comparer la situation de la France à celle de ses voisins européens ou de ses partenaires mondiaux.

Le bilan de l'énergie est un outil de présentation synthétique des flux des différents produits énergétiques d'un pays donné pour une année donnée. Il met en cohérence les statistiques portant sur tous les flux énergétiques : l'approvisionnement national, l'activité de transformation de l'énergie, la consommation finale de l'énergie, tant pour des activités énergétiques que non énergétiques. Ce bilan-ci présente et analyse l'ensemble des flux d'énergie produits, importés, transformés, consommés, exportés par notre pays tout au long de la dernière année écoulée. Présentés sous forme d'un tableau comptable, les chiffres donnent une vision immédiate et claire du circuit d'approvisionnement et d'utilisation par secteur de chaque source d'énergie : charbon, pétrole, gaz, électricité, énergies renouvelables thermiques et déchets.

Le bilan énergétique permet en outre de calculer des indicateurs variés tels que l'efficacité énergétique et la dépendance vis-à-vis des autres pays en matière d'approvisionnement, et de fournir des données pour l'estimation précoce des émissions de dioxyde de carbone du pays.

Ce bilan est donc un outil indispensable pour fonder les politiques et les stratégies dans le domaine énergétique. Ce n'est pas un hasard si, dès l'après-guerre, le Commissariat général au Plan a commencé à élaborer ce qui allait ensuite évoluer vers le bilan de l'énergie tel que nous le connaissons aujourd'hui.

Existant depuis 1982, le bilan énergétique de la France fait chaque année l'objet d'enrichissements et de perfectionnements méthodologiques, pour en accroître l'utilité et la lisibilité. Cette année, l'amélioration majeure est la comptabilisation à part, dans tout le bilan, de la chaleur. Elle fait l'objet d'une nouvelle fiche. Avec cet enrichissement, qui sera au fil du temps disponible pour les années antérieures, la France s'aligne sur la méthodologie préconisée par Eurostat et l'Agence internationale de l'énergie. Par ailleurs, l'estimation séparée des consommations du secteur résidentiel et du secteur tertiaire est disponible pour trois années supplémentaires, ce qui permet de disposer d'une série de douze années. D'autres modifications plus légères ont également été apportées. Enfin, pour plus de lisibilité, l'ensemble du document est désormais présenté sous forme de fiches.

Nous espérons que le lecteur trouvera dans ce volume toutes les informations statistiques nécessaires à sa compréhension du monde de l'énergie.



Synthèse

En 2013, l'activité économique mondiale a ralenti par rapport à 2012, particulièrement au premier semestre, avant de reprendre au second. La croissance américaine a ainsi subi un net coup de frein, de sorte que les pays en développement sont les seuls moteurs de la croissance mondiale, dans le sillage de la Chine. La zone euro dans son ensemble reste en récession pour la deuxième année consécutive car les pays méditerranéens (Grèce, Italie, Espagne, Portugal), malgré une amélioration, n'ont pas encore retrouvé le chemin de la croissance. L'ensemble de l'Europe s'en sort mieux grâce au dynamisme des nouveaux États membres - pays baltes, Pologne, Roumanie - et du Royaume-Uni. En France, l'activité a très légèrement augmenté, comme en 2012 (+ 0,3 %) grâce au rebond du second semestre.

Sur les marchés internationaux, sous l'influence de la morosité économique mondiale, les cours des énergies fossiles se sont orientés à la baisse en 2013, diminuant nettement pour le pétrole et le charbon, augmentant mais à un rythme ralenti pour le gaz. Les cotations restent toutefois élevées : le cours du Brent se maintient ainsi bien au-delà des 100 dollars le baril, le charbon vapeur au-delà de 80 dollars la tonne. Le raffermissement de l'euro par rapport au dollar accentue le mouvement de baisse. *A contrario*, le prix du gaz naturel est sur une pente ascendante depuis trois ans sur le continent européen. Quant à l'électricité, son prix baisse sur les marchés européens, en raison notamment de fortes productions renouvelables en Allemagne et en Espagne.

Les mouvements des cours internationaux et européens se sont répercutés sur les prix de l'énergie en France : ils ont néanmoins continué à augmenter, mais à un rythme nettement ralenti. Ils progressent ainsi moins vite que les prix de l'ensemble des biens et services pour la première fois depuis dix ans. Les prix des produits pétroliers (fioul, carburants) sont même en repli, ce qui ne s'était plus produit depuis 2009. En revanche, le prix du gaz et celui de l'électricité ont augmenté fortement. Ceci s'est traduit directement sur les dépenses énergétiques des ménages français : la dépense moyenne de carburant a diminué de 60 euros en 2013 par rapport à 2012, presque entièrement du fait de la baisse des prix. En revanche, les dépenses d'énergie pour le logement ont augmenté de 100 euros, sous le double impact de la hausse des prix et de besoins en chauffage accrus, même si la hausse a été divisée par deux par rapport à 2012. Au total, les dépenses énergétiques des Français représentent 6,2 % de leur consommation effective, une proportion qui n'avait pas été atteinte depuis 1991.

En effet, si globalement l'année 2013 a été proche de la référence 1981 - 2010, elle s'est caractérisée par un premier semestre plus froid, notamment de janvier à mai. De fait, ce différentiel de températures a induit un besoin énergétique complémentaire de 3,1 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) en 2013 par rapport à l'année précédente. Le solde physique des échanges extérieurs, structurellement importateur, se creuse donc légèrement en 2013, à 124 Mtep, du fait notamment des produits pétroliers raffinés, et de la hausse des achats de charbon, motivés par le recours accru aux centrales thermiques.

Néanmoins, la détente sur les cours internationaux de l'énergie l'emporte globalement sur les flux physiques : la facture énergétique de la France a reculé de 4,6 % par rapport au record de 2012, pour atteindre près de 66 milliards d'euros (Md€). La facture pétrolière a ainsi nettement baissé, en raison de la double diminution des volumes et des prix. La facture charbonnière a également diminué, la baisse des prix compensant la hausse des volumes importés. *A contrario*, la facture gazière a augmenté pour la troisième année consécutive, du fait de la seule hausse des prix.

En 2013, la production nationale d'énergie primaire atteint un nouveau record à un peu plus de 139 Mtep, soit 2 Mtep de plus que l'année précédente, grâce à la bonne tenue des énergies renouvelables, tant électriques que thermiques, qui ont chacune contribué à cette augmentation à hauteur d'environ 1 Mtep. La production d'électricité nucléaire s'est maintenue à 110 Mtep, en raison d'une disponibilité des centrales toujours relativement basse.

Pour sa part, la consommation d'énergie primaire réelle a très légèrement augmenté, approchant ainsi 262 Mtep. Mais comme elle a moins augmenté que la production primaire nationale, le taux d'indépendance énergétique, calculé par convention comme le rapport des deux, augmente légèrement. En 2013, la production nationale a ainsi couvert 53,1 % de la consommation primaire du pays. Le bouquet énergétique primaire est relativement stable depuis une dizaine d'années et se compose pour 44 % d'électricité primaire, pour 30 % de produits pétroliers, et pour près de 15 % de gaz. Les énergies renouvelables thermiques et la valorisation des déchets, ainsi que le charbon, qui représentent 12 % de la consommation primaire d'énergie, ont toutefois tendance à augmenter depuis deux ans, au détriment du pétrole et du gaz.

Corrigée des variations climatiques, c'est-à-dire en tenant compte du fait qu'il a fait plus froid en 2013 qu'en 2012, la consommation primaire aurait au contraire diminué. Depuis deux ans, la consommation primaire, corrigée des variations climatiques, oscille autour de 260 Mtep. Depuis le décrochage de 2009, consécutivement à la crise financière mondiale, la consommation primaire semble ainsi avoir durablement diminué par rapport au plateau à plus de 270 Mtep atteint avant la crise. Si la consommation de la branche énergie est quasiment stable, l'ensemble de la consommation finale diminue en 2013 de près de 1 % par rapport à 2012, à 167 Mtep. La consommation finale non énergétique est celle qui diminue le plus (- 4,8 % en 2013, après - 3,7 % l'année précédente), traduisant notamment la poursuite du recul de l'activité industrielle.

La consommation finale énergétique a baissé de 5 Mtep entre 2008 et 2009 en raison de la crise économique, atteignant 155 Mtep. Elle s'établit autour de ce seuil pour la cinquième année consécutive, et atteint même son niveau le plus bas, à tout juste 154 Mtep. Par rapport à 2012, toujours en données corrigées des variations climatiques, elle a ainsi reculé de 0,7 % en 2013, en raison des consommations en baisse dans l'industrie, le tertiaire et dans une moindre mesure les transports. La consommation finale énergétique ne semble plus augmenter désormais que dans le secteur résidentiel. Dans les transports, le tertiaire et plus encore l'industrie, le mouvement de diminution semble bien entamé.

L'intensité énergétique finale continue ainsi à diminuer, et plus fortement qu'en 2012 : elle a ainsi décliné de 1 % en 2013. Néanmoins, cette baisse est moindre que pendant les années porteuses économiquement d'avant la crise de 2008. Elle n'atteint pas encore le niveau de l'objectif inscrit dans la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de politique énergétique, qui ciblait une réduction de 2 % par an de l'intensité énergétique finale d'ici à 2015.

Selon le calcul partiel et provisoire du SOeS, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie, corrigées des variations climatiques, diminuent très légèrement, de 0,8 %. Elles diminuent nettement, de 1,8 % en moyenne par an depuis 2007. Ainsi, en 2013, leur niveau est inférieur de 8,5 % à celui de 1990. En raison des températures plus froides et du surcroît de consommation énergétique qui en a découlé, elles ont en revanche légèrement augmenté en données réelles.

P : production nationale d'énergie primaire

DS : déstockage

I : solde importateur

* y compris hydraulique, éolien et photovoltaïque

** énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique, biocarburants...) et pompes à chaleur

Notes de lecture :

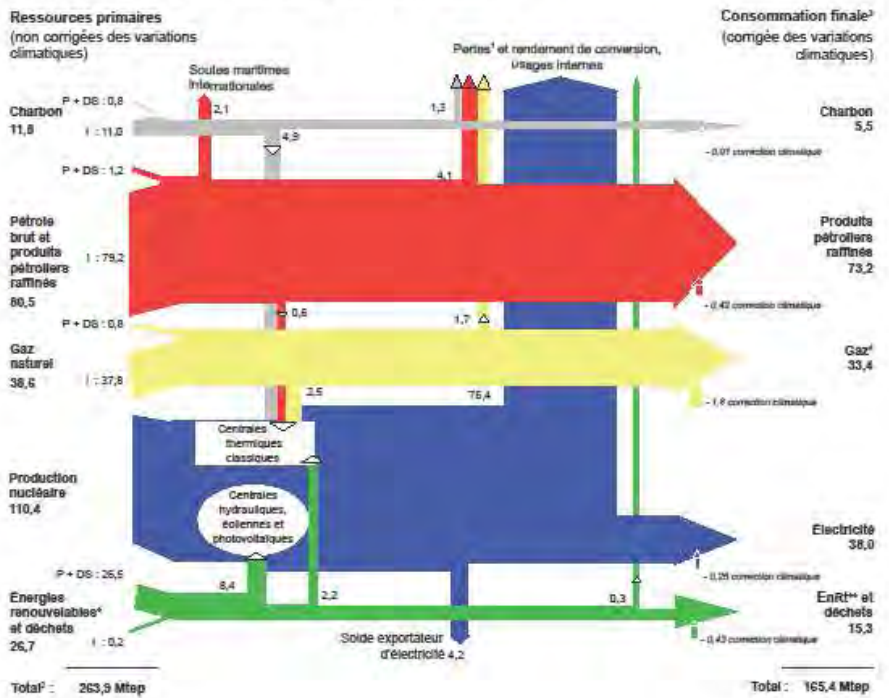
¹ L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient à la convention internationale qui veut que l'électricité d'origine nucléaire soit comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

² Pour obtenir le total de l'énergie disponible en France métropolitaine (cf. Annexe - Bilan de l'énergie), il faut déduire des « ressources primaires » le « solde exportateur d'électricité » et les « soutes maritimes internationales ».

³ Consommation finale égale à la consommation finale énergétique et non énergétique (cf. Méthodologie - Définitions).

⁴ Y compris des quantités très faibles de gaz industriels utilisés dans la sidérurgie.

Ensemble des énergies Bilan énergétique de la France en 2013 (Mtep)



Source : SOeS - bilan de l'énergie 2013

Executive summary

In 2013 the world economy slowed in relation to 2012, particularly in the first half, before experiencing an upturn in the second half. Growth of America's economy faltered severely, making developing countries the sole motor of the world economy, in the wake of China. The entire euro area remained in recession for the second successive year as the Mediterranean countries (Greece, Italy, Portugal and Spain) did not return to growth despite an improvement. The whole of Europe fared better thanks to the dynamism of new member states (the Baltic countries, Poland and Romania), and of the UK. As in 2012, activity in France increased slightly (+0.3%), thanks to an upturn in the second half.

Fossil energy prices on the international markets took a downward turn in 2013 under the influence of the morose world economic climate, dropping sharply for oil and coal and rising, but at a slowed rate, for gas. Quoted prices nonetheless remained high: the Brent price remained well above US\$100/barrel and steam coal above US\$80/tonne. Strengthening of the euro against the dollar accentuated the downward movement. Conversely, the price of natural gas took an upward path three years ago in continental Europe. Electricity prices dropped on the European markets, notably as a result of strong production of renewable energy in Germany and Spain.

The movements in international and European prices affected energy prices in France: they continued to increase but at a slowed rate. Energy prices increased more slowly than the prices for goods and services as a whole for the first time in 10 years. Prices for oil products (fuel oils, fuels) even saw a downturn, something which had not happened since 2009. By contrast, gas and electricity prices rose sharply. This had direct repercussions on the amount that French households spent on energy: average gasoline and diesel oil expenditure was €60 less in 2013 than in 2012, due almost entirely to the price drop. Spending on energy for household use, on the other hand, increased by €100 under the combined effect of price increase and greater heating needs, even though the increase was halved in relation to 2012. In all, French people's expenditure for energy represented 6.2% of their effective consumption, a proportion not reached since 1991.

If, overall, 2013 was a year close to the 1981–2010 reference, temperature-wise it was characterised by a colder first half, notably between January and May. This difference in temperature induced an additional need for heating of 3.1 million tonnes of oil equivalent (Mtoe) in 2013 in relation to the previous year. The physical foreign trade gap, structurally biased towards imports, accordingly widened slightly in 2013 to 124 Mtoe, as a result of the refined oil products, and additional purchasing of coal made necessary by greater use of thermal power plants.

Nonetheless, in the final analysis, the effect of decreasing international energy prices outweighed the physical flows: France's energy bill reduced by 4.6% in relation to the record 2012, reaching €66 billion. The oil bill was therefore significantly reduced as a result of the dual decrease in volume and price. The coal bill also decreased, with the price drop offsetting the increase in volumes imported. Conversely, the gas bill increased for the third consecutive year, solely as a result of the price rise.

In 2013, national primary energy production reached a new record level, slightly over 139 Mtoe, i.e. 2 Mtoe more than in the previous year, thanks to strong input from renewables for both electricity and heat, with each contributing around 1 Mtoe to the increase. Electricity generated by nuclear power plants maintained its level at 110 Mtoe, as a result of the still relatively low availability of plants.

Real primary energy consumption, for its part, increased slightly to around 262 Mtoe. However, as it increased less than national primary production, the level of energy self-sufficiency, calculated by convention as the ratio of the two, increased slightly. In 2013, national production therefore covered 53.1% of the country's total primary energy consumption. The primary energy mix has been relatively stable for a decade and is composed of 44% primary electricity, 30% oil products and around 15% gas. Thermal renewable energy and energy recovered from waste, accounting for 12% of primary energy consumption, have tended to increase over 10 years, to the detriment of oil and gas.

After correction for variations in climatic conditions, that is to say taking account of the fact that 2013 was colder than 2012, primary consumption actually decreased. Primary consumption, after correction for climate variations, has hovered around 260 Mtoe for two years. Since the drop in 2009, following the global financial crisis, primary consumption seems to have fallen permanently in relation to the plateau of 270 Mtoe reached prior to the crisis. While consumption in the energy branch of the economy is more or less stable, final consumption as a whole reduced in 2013 by 1% in relation to 2012, to 167 Mtoe. Non-energy final consumption reduced the most (-4.8% in 2013, after -3.7% in the previous year) a sign, notably, of the continuing decline in industrial activity.

Final energy consumption reduced by 5 Mtoe between 2008 and 2009 as a result of the economic crisis, reaching 155 Mtoe. It was at around this threshold level for the fifth consecutive year, and even reached its lowest level at only just 154 Mtoe. In relation to 2012, once again on the basis of climate-corrected data, it reduced by 0.7% in 2013, as a result of lower consumption in industry, in the services sector and, to a lesser extent, in transport. Final energy consumption now seems to be increasing solely in the residential sector. In transport, in the services sector and even more so in industry, reduction seems well under way.

Final energy intensity thus continued to decrease, and more strongly than in 2012: it fell by 1% in 2013. This decrease is, however, less marked than in the economically fruitful years before the crisis of 2008. It has not yet reached the target level set in France's framework act of 13 July 2005 setting the orientation of energy policy and which aimed for a reduction of 2% per year in final energy intensity by 2015.

According to SOeS' partial and provisional calculation, CO₂ emissions related to combustion for energy, corrected for climate variation, decreased slightly by 0.8%. They have fallen considerably, by an annual average of 1.8% since 2007. In 2013, emissions were 8.5% lower than in 1990. Because of lower temperatures and of the resulting additional energy consumption, they increased slightly in real data terms.

P: national primary energy production

SW: stock withdrawals

I: import balance

*Including hydro, wind and photovoltaic

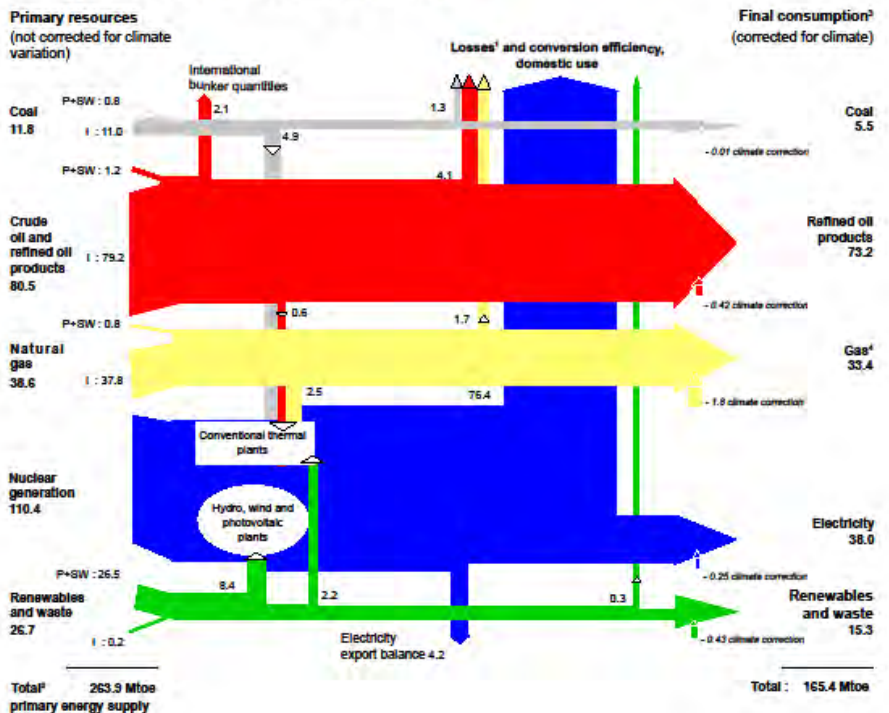
**thermal renewables (wood, waste wood, thermal solar, biofuels, etc.) and heat pumps

Readers' notes:

1. The scale of losses in the electricity sector stems from the international convention that nuclear generated electricity is accounted for in terms of the heat produced by the reaction and that two-thirds of that heat is lost in the conversion to electrical energy.
2. To obtain the total of energy available in metropolitan France (see Annex: Energy Balance, the "exported electricity balance" and "international bunker quantities" must be subtracted from the "primary resources".
3. Final consumption equal to final energy and non-energy consumption (see Methodology – Definitions).
4. Including the very low quantity of industrial gases used in the iron and steel industry.

Source: SOeS – energy balance 2013

All forms of energy Energy balance for France in 2013 (Mtoe)





1. Le contexte économique, social et climatique



1.1 Une croissance économique mondiale modérée en 2013

En 2013, la croissance mondiale reste faible : la production a augmenté à un rythme légèrement inférieur à celui de 2012 (+ 3,0 % contre + 3,2 %). En particulier, le rythme a été très modéré au premier semestre avant de s'accélérer dans la deuxième partie de l'année. C'est notamment le cas aux États-Unis, dont la croissance a toutefois été moindre en 2013 par rapport à 2012 (respectivement + 1,9 % et + 2,8 %). Dans ce contexte, la Réserve fédérale a annoncé qu'elle diminuerait le volume de ses achats de titres mensuels, engageant ainsi une réduction de son soutien à l'économie américaine. Plus généralement, alors que la reprise mondiale semble se confirmer, le calendrier du durcissement des politiques monétaires des grandes banques centrales est devenu un enjeu majeur.

La zone euro subit un nouveau recul de sa production, mais un peu moins marqué qu'en 2012. Alors que l'Allemagne affiche un résultat 2013 moins bon qu'en 2012 (respectivement + 0,5 % et + 0,9 %), la France enregistre une croissance très légèrement

positive (+ 0,3 %) alors qu'elle était nulle en 2012. Les pays émergents et en développement demeurent les moteurs de la croissance mondiale avec une progression de 4,7 % de leur production du fait notamment d'une performance toujours importante de la Chine (+ 7,7 %, comme en 2012), bien qu'en net ralentissement par rapport aux années antérieures (+ 9,3 % en 2011).

Le commerce mondial a progressé en 2013 légèrement plus rapidement qu'en 2012 (+ 3,0 % après 2,8 %) grâce à l'augmentation des flux au départ et à destination des pays émergents et en développement.

Les différentes dynamiques de croissance dans les principaux pays vont de pair avec des tensions inflationnistes modérées. En particulier, sur fond de croissance plus faible de la demande de la part des pays émergents, le prix du pétrole est en légère baisse en 2013, tout comme celui des matières premières hors combustibles.

En %

Évolution annuelle	2012	2013
Production mondiale	3,2	3,0
Pays avancés	1,4	1,3
dont États-Unis	2,8	1,9
Zone euro	- 0,7	- 0,5
dont Allemagne	0,9	0,5
France	0,0	0,3
Pays émergents et en développement	5,0	4,7
Volume du commerce mondial	2,8	3,0
Cours des matières premières		
Pétrole	1,0	- 0,9
Hors combustibles	- 10,0	- 1,2

Source : FMI, avril 2014

Un marché du pétrole quasiment équilibré en 2013

La demande mondiale de pétrole atteint 91,4 millions de barils/jour (Mbl/j) en 2013. Elle augmente de 1,4 % par rapport à 2012, à un rythme très légèrement supérieur à 2012 (+ 1,2 %) et 2011 (+ 1,1 %).

Toutefois la situation est contrastée sur l'ensemble du globe. En effet, la demande de la zone OCDE (Organisation de coopération et de développement économiques) est en quasi-stagnation en 2013 (+ 0,2 %) après deux années successives de baisse (- 1,1 % en 2011 et 2012). La demande européenne continue de décroître légèrement, tandis que la demande de pétrole nord-américaine, qui représente plus de la moitié de la demande de l'OCDE, est en légère hausse en 2013 par rapport à celle de 2012.

Dans l'ensemble des pays hors OCDE, la demande continue de progresser (+ 2,7 %), même si le rythme est sensiblement inférieur à celui de 2012 (+ 3,8 %). La demande chinoise est celle qui progresse le plus (+ 3,1 %) mais la demande reste également soutenue dans les autres pays d'Asie et au Moyen-Orient (+ 2,6 %).

Au total, l'offre de pétrole atteint en 2013 91,6 Mbl/j, en progression de 0,7 %, soit à un rythme deux fois moins rapide que la demande. Elle demeure très légèrement excédentaire par rapport à la demande. Pour faire face à cette dernière, notamment au second semestre, de nombreux pays ont toutefois puisé dans leurs stocks. Fin décembre, les réserves commerciales des pays développés étaient ainsi au plus bas depuis six ans. Cette situation s'explique par différents facteurs ayant trait à la dynamique de la demande et du raffinage : d'une part, des stocks moindres que par le passé sont désormais nécessaires pour répondre à une demande structurellement en déclin, en particulier en Europe. D'autre part, une structure des prix peu incitative (les prix des échéances proches sont supérieurs aux prix des échéances lointaines) et un niveau d'exportation très élevé aux États-Unis contribuent au faible niveau des stocks. De plus, la fermeture de raffineries en Europe a entraîné la fermeture de stockages.

Offre et demande mondiales de pétrole

En millions barils / jour

	2010	2011	2012	2013	Évolution 2012 2013 (en %)
Demande OCDE	47,0	46,5	46,0	46,1	0,2
Demande non-OCDE	41,4	42,5	44,1	45,3	2,7
dont Chine	8,9	9,3	9,8	10,1	3,1
autre Asie	10,7	11,0	11,4	11,7	2,6
Moyen-Orient	7,3	7,5	7,7	7,9	2,6
Demande totale	88,4	89,0	90,1	91,4	1,4
Offre totale	87,4	88,7	91,0	91,6	0,7
Écart offre-demande	- 1,0	- 0,3	0,9	0,2	

Source : AIE Oil Market Report 11 avril 2014

1.2 Contexte macroéconomique français

En 2013, l'économie française a crû aussi timidement qu'en 2012 (+ 0,3 % d'augmentation du produit intérieur brut (PIB) comme en 2012, chiffre semi-définitif après révision). L'investissement est la principale composante qui pèse

négativement sur la croissance. En revanche, les dépenses de consommation et le commerce extérieur contribuent positivement à l'activité.

Évolution des principaux agrégats nationaux

En %

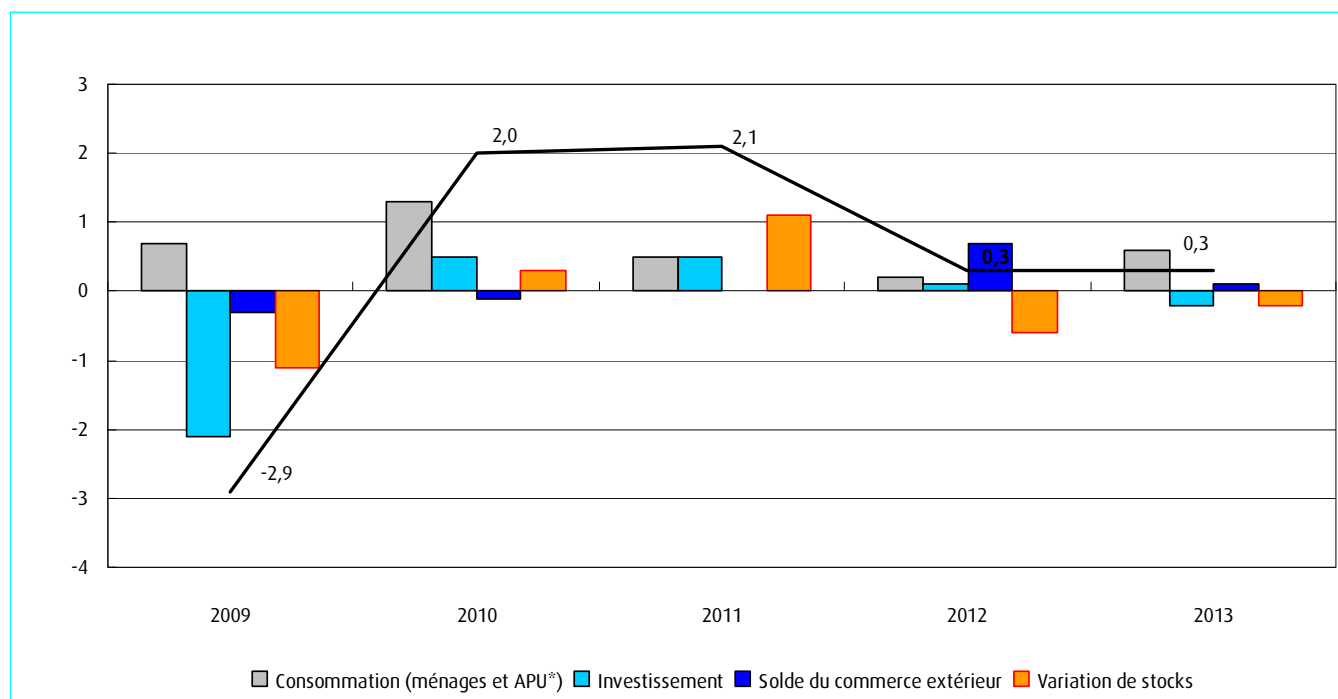
	2009	2010	2011	2012	2013
PIB	- 2,9	2,0	2,1	0,3	0,3
Dépenses de consommation finale *	0,7	1,3	0,5	0,2	0,6
Formation brute de capital fixe	- 9,1	2,1	2,1	0,3	- 1,0
Exportations	- 11,3	9,0	6,9	1,1	2,2
Importations	- 9,4	8,9	6,3	- 1,3	1,7

* Ménages et administrations publiques.

Source : Insee, comptes nationaux, base 2010

Évolution du PIB en volume et contributions à cette évolution

Variation annuelle en %, contributions en point



* Administrations publiques.

Source : Insee, comptes nationaux, base 2010

La production industrielle en volume recule de nouveau (- 0,5 %), mais moins fortement qu'en 2012 (- 1,5 %). Elle demeure inférieure de 8,6 % à son plus haut niveau atteint en

2007. Hormis l'industrie agroalimentaire, toutes les grandes branches manufacturières sont mieux orientées en 2013 qu'en 2012. C'est le cas notamment des industries extractives et

énergie, sous l'impulsion notamment de la branche « production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur ». L'activité de cokéfaction et raffinage est restée quasiment stable en 2013 (- 0,9 %) après la forte baisse de l'année précédente (- 12,0 %). Enfin, la production dans la construction se contracte de nouveau (- 1,4 % après - 1,7 % en 2012).

Après avoir baissé en 2012 pour la première fois depuis l'après-guerre, les dépenses de consommation des ménages se redressent très légèrement en 2013 (+ 0,2 % en euros constants après - 0,5 % en 2012). Pour les biens manufacturés, la baisse d'ensemble est moins vive qu'en 2012 (- 0,8 % après - 1,5 %). Le rythme de progression des dépenses de services est quasi stable (+ 0,6 % après + 0,5 % en 2012). Les dépenses en énergie-eau-déchets (notamment le gaz et l'électricité pour le chauffage) augmentent toujours mais à un rythme nettement ralenti en 2013 (+ 2,1 %) : en 2012, elles avaient rebondi du fait de températures exceptionnellement clémentes (+ 6,6 %) après avoir chuté en 2011 (- 8,6 %).

Après trois années de croissance, la formation brute de capital fixe (FBCF) ou investissement de l'ensemble des agents économiques fléchit en 2013 (- 1,0 % après + 0,3 % en 2012). Cette baisse est principalement imputable aux ménages (- 3,1 % après - 2,2 %), dont les investissements reculent particulièrement dans les logements neufs. L'investissement des entreprises non financières se tasse également (- 0,9 % après

+ 0,1 %), notamment en construction (- 2,7 % après - 4,0 %) et en matériels de transport (- 3,5 % après - 6,1 %).

Les décisions des entreprises influent également sur l'activité via leur comportement de stockage : en 2013, les stocks contribuent négativement à la croissance du PIB, à hauteur de - 0,2 point, après déjà - 0,6 point en 2012. Au total, l'investissement des entreprises et le déstockage contribuent à hauteur de - 0,3 point à la croissance du PIB en 2013, après - 0,5 point en 2012.

En 2013, les importations se redressent (+ 1,7 % après - 1,3 %), répondant à la légère reprise de la demande intérieure. Les exportations sont également plus dynamiques (+ 2,2 % après + 1,1 %), en lien avec l'accélération du commerce mondial. Au total, le commerce extérieur contribue positivement à l'activité, à hauteur de + 0,1 point de PIB, après + 0,7 point en 2012.

En 2013, le revenu disponible brut des ménages augmente de 0,6 % en valeur, soit un rythme très proche de celui de l'année précédente (+ 0,5 %). Parallèlement, le prix de la dépense de consommation finale décélère (+ 0,6 % en 2013 après + 1,4 % en 2012), notamment pour l'énergie, les loyers et certains produits alimentaires. Au total, le pouvoir d'achat du revenu disponible se stabilise (0,0 %) après un net recul en 2012 (- 0,9 %).

Le niveau du PIB est révisé de + 3,2 % en base 2010

Le 15 mai 2014, comme tous les ans à la même époque, l'Insee publie les données macroéconomiques des « comptes nationaux » actualisées sur les trois dernières années (soit 2011, 2012 et 2013 cette année), pour tenir compte des nouvelles informations arrivées depuis le précédent millésime des comptes nationaux.

Mais cette année, les changements sont plus importants qu'à l'accoutumée. En effet, les concepts qui gouvernent l'établissement de ces chiffres ont fait l'objet d'un « changement de base ». Cela signifie que la définition exacte de nombreuses données et le contour de tous les grands agrégats (PIB, consommation, investissement, solde des administrations publiques...) sont modifiés. Les différentes séries ont été modifiées sur l'ensemble de la période couverte par les comptes nationaux, c'est-à-dire depuis 1949. Il résulte de l'ensemble des modifications apportées une révision substantielle à la hausse du niveau du PIB (+ 3,2 % en 2010, soit + 61,8 Md€) pour un impact nettement plus modeste sur les taux d'évolution.

1.3 Le climat en 2013 : une température moyenne proche de la normale, une forte pluviométrie et un déficit d'ensoleillement

L'année 2013 a connu, en moyenne sur toute la France, une température comparable à celle de la période de référence (1981-2010) et légèrement inférieure à son niveau de 2012 (- 0,4°C). Ces deux dernières années n'ont donc pas présenté de caractère exceptionnel, alors que les deux années antérieures avaient été particulièrement atypiques. En effet, 2011 avait été l'année la plus chaude jamais enregistrée depuis 1900, et faisait suite à une année 2010, la plus froide des deux dernières décennies, à égalité avec 1996.

Ceci résulte de deux semestres contrastés. En effet, les températures moyennes des six premiers mois de l'année 2013 ont été inférieures à la normale. *A contrario*, au second semestre, les températures moyennes ont toujours été supérieures à la normale sauf en novembre.

La pluviométrie a été excédentaire, de 10 % en moyenne sur toute la France entre 2012 et 2013, selon Météo France. Les précipitations ont été plus ou moins importantes selon les régions, avec en particulier des niveaux record dans le Sud-Ouest, tandis que d'autres zones ont été déficitaires, comme la Picardie, les Ardennes, les côtes de la Manche ou encore le Languedoc-Roussillon.

Toujours selon Météo France, la durée annuelle

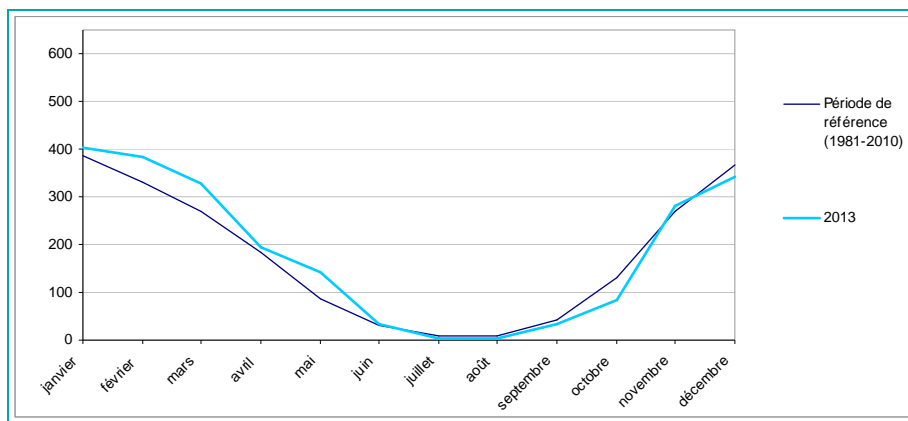
d'ensoleillement a été légèrement déficitaire, avec un effet plus ou moins prononcé selon les régions. En effet, ce déficit a été plus marqué en Auvergne et dans le Nord-Est, alors que l'Ouest et le pourtour méditerranéen ont connu des valeurs proches de la normale.

En 2013, les besoins en énergie pour le chauffage ont été légèrement supérieurs à la moyenne. Les experts considèrent en effet que l'énergie consommée pour le chauffage au cours d'une journée est proportionnelle au nombre de « degrés-jours », c'est-à-dire à l'écart entre la température moyenne de la journée et une température de confort thermique minimal, lorsque la température est inférieure à cette dernière. Le SOeS fixe cette température de confort thermique minimal déclenchant le chauffage à 17°C.

Par rapport à la référence, qui est la moyenne sur la période 1981-2010, l'année 2013 a compté 5,3 % de degrés-jours de plus que la moyenne et 6,4 % si on s'intéresse à la seule « saison de chauffe », période de l'année qui va de janvier à mai et d'octobre à décembre inclus. Ainsi, les besoins supplémentaires pour l'usage du chauffage sont évalués, selon la méthode de correction climatique du SOeS (cf. Annexe 4), à + 2,2 Mtep par rapport à la période de référence.

Nombre de degrés-jours mensuels

En degrés-jours



Note de lecture : plus le nombre de degrés-jours est élevé plus le climat est rude. (pour en savoir plus, voir Annexe 4 p. 141)

Source : Météo-France

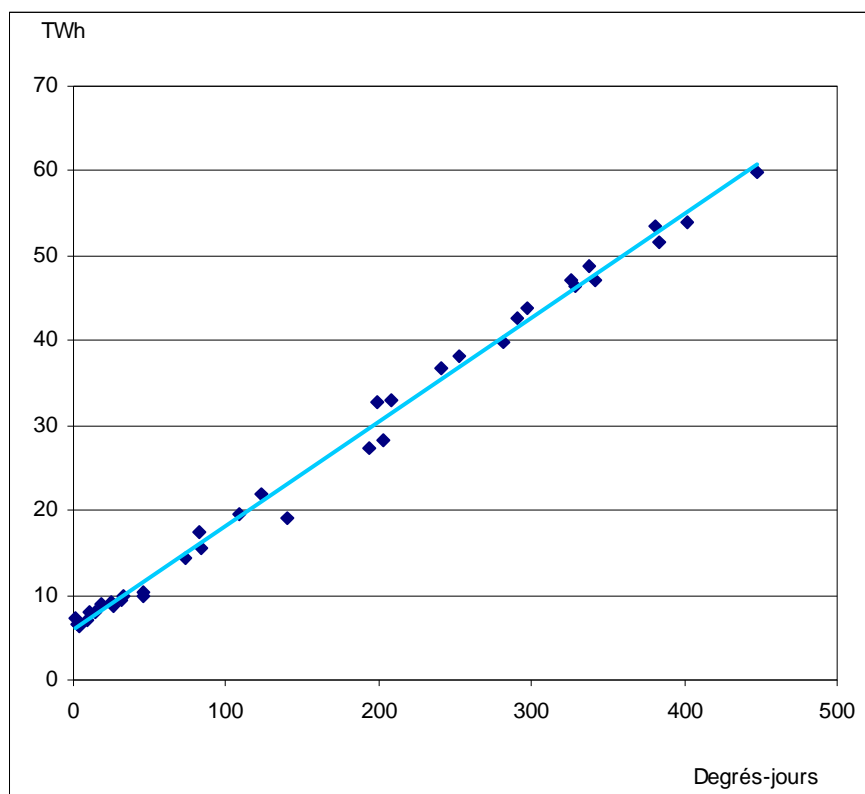
Températures et consommation d'énergie : la correction des variations climatiques

La consommation de gaz est consacrée pour l'essentiel au chauffage. Une petite part est utilisée pour la cuisson. Et une part très faible est utilisée pour un processus de production, surtout si l'on considère la seule consommation des clients reliés au réseau de distribution (les gros consommateurs sont raccordés directement au réseau de transport).

Le graphique suivant met en évidence, sur cet exemple particulièrement simple, le lien entre les températures mensuelles, exprimées en degrés-jours, et la consommation d'énergie. Il montre pour ces trois dernières années la consommation de gaz distribué (en ordonnées) et les degrés-jours (en abscisse). La proportionnalité est presque parfaite. Elle permet de conclure qu'un degré-jour de plus, c'est-à-dire une baisse d'un degré un jour où il fait moins de 17° C, entraîne une augmentation de consommation de 123 GWh.

Cette relation légitime le calcul de données « corrigées des variations du climat » : on calcule ce qu'auraient été les consommations si les températures avaient été « normales », c'est-à-dire égales à celles d'une période de référence. On obtient ainsi des séries de consommation qui ne dépendent plus des aléas climatiques et qui rendent compte de la seule évolution des comportements des consommateurs.

Quantité de gaz distribué en fonction des degrés jours du mois entre 2011 et 2013



Source : SOeS



2. Le poids de l'énergie dans l'économie et la société française en 2013



2.1 Les prix de l'énergie sur les marchés internationaux et européens en 2013

Le prix des produits pétroliers

En moyenne sur l'année 2013, le Brent cède trois dollars par rapport à son record historique de 2012. Il s'établit en dessous de la barre des 110 dollars : 108,80 dollars courants le baril (\$/bl) précisément, contre 111,7 en 2012, soit une baisse de 2,7 % sur un an. Mesuré en euros, ce recul est encore plus marqué : 5,7 % en moyenne sur 2013 par rapport à 2012, à 81,80 €/baril, du fait d'une parité devenue plus favorable à la monnaie européenne au cours de l'année 2013. En 2012, la conversion entre devises était en revanche plus favorable au dollar, de sorte que la hausse du baril en dollars (+ 0,4 % par rapport à 2011) était nettement moins prononcée que la progression en euros (+ 8,6 %).

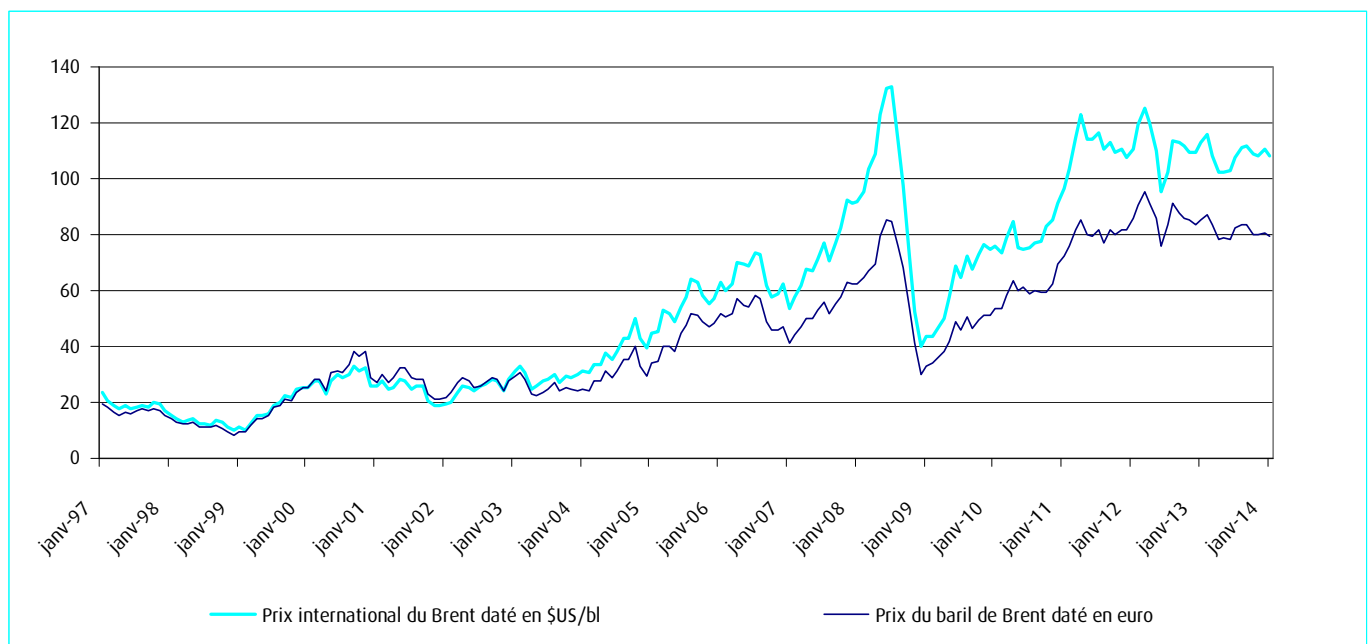
Après avoir atteint son plus haut niveau en février 2013, à plus de 116 \$/bl, le Brent a perdu 14 dollars en deux mois, avant de se stabiliser jusqu'à la fin du premier semestre. Son prix de vente a ensuite de nouveau augmenté pour atteindre plus de 111 \$/b en août et septembre. Au cours du dernier trimestre de l'année, il a gravité autour de 110 dollars le baril.

Sur longue période, l'évolution du cours du Brent a été irrégulière, avec en particulier un record inégalé observé en

juillet 2008, à 145 \$/bl. En effet, face à une forte demande en provenance des pays émergents et à une offre insuffisante, le marché avait alors anticipé des difficultés d'approvisionnement. Le retournement de la conjoncture s'était ensuite traduit par un effondrement des prix, à 36 \$ le baril fin décembre 2008. Erratiques ensuite, les prix mondiaux n'ont retrouvé une croissance plus rapide et régulière qu'à partir de juin 2010 (75 \$/bl), atteignant le seuil de 91 \$/bl en décembre. En 2011, cette hausse s'était accélérée pour atteindre plus de 123 \$/bl en avril, avant d'entamer une phase plus incertaine, avec un prix orienté à la baisse jusqu'à décembre 2011 (108 \$/bl). Malgré ces évolutions en dents de scie le niveau des prix reste élevé : depuis trois ans, le prix moyen mensuel est toujours resté supérieur à 100 \$/bl, sauf aux mois de janvier 2011 et juin 2012. Les facteurs orientant les prix à la baisse (morosité de la conjoncture économique mondiale, augmentation de la production américaine) sont compensés par la progression de la demande des pays émergents et des perturbations récurrentes de l'offre, avec en 2013, la baisse de la production des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep).

Cotations moyennes mensuelles du Brent daté

Exprimées en dollars et en euros courants



Sources : Reuters, DGEC

Le prix du charbon vapeur

En moyenne sur l'année 2013, le prix spot du charbon vapeur sur le marché d'Anvers-Rotterdam-Amsterdam (ARA) s'est établi à environ 82 \$/t, contre près de 93 \$/t en 2012, soit un recul de 12 % sur un an. Après avoir baissé continûment jusqu'à l'automne, les prix se sont stabilisés à un niveau plus élevé à partir du mois d'octobre.

Mesurée en euros, la baisse du prix spot est plus importante (- 15 %, à 62 €/t CAF¹, contre 72 €/t en 2012), du fait de l'appréciation de la monnaie européenne face au dollar.

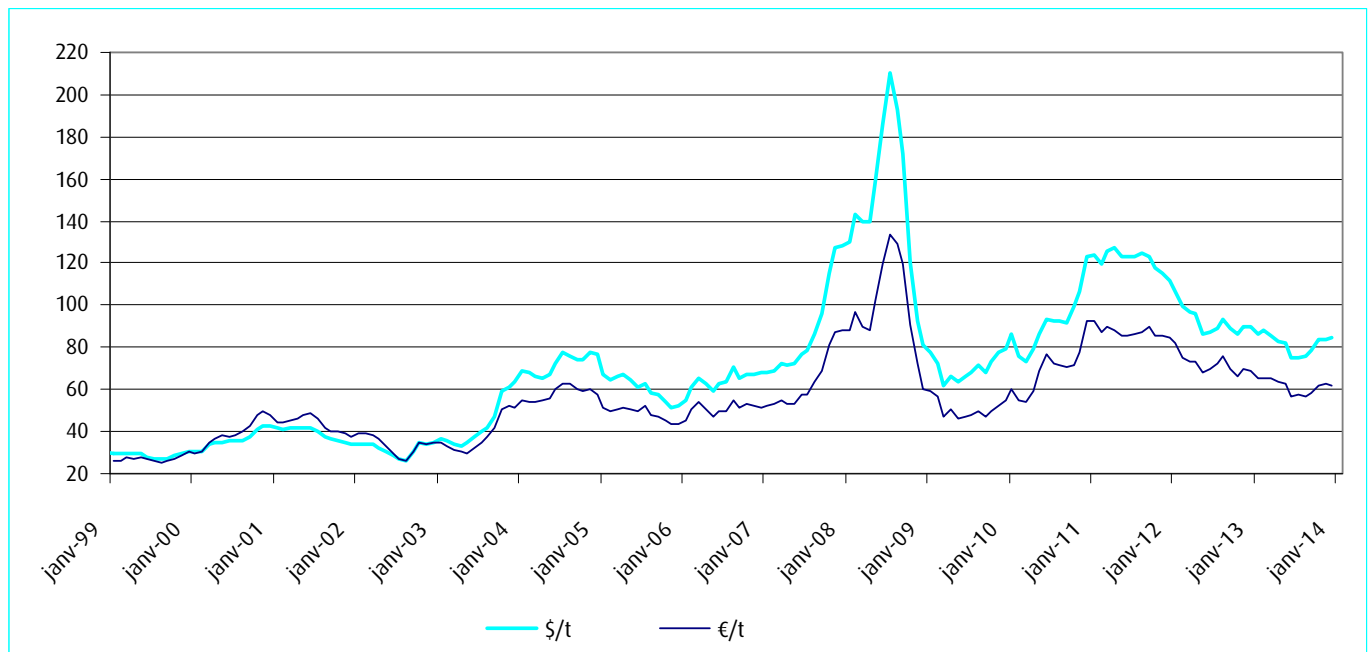
Sur longue période, les retournements conjoncturels du prix du charbon sont très semblables à ceux des prix des produits pétroliers. Ainsi, les prix du charbon ont connu une forte hausse en 2008, avec un point haut jamais atteint observé en juillet 2008, à 210 \$/t. Cette hausse était liée à une explosion de la demande, la chaîne logistique charbonnière se révélant sous-

dimensionnée, avec notamment des capacités portuaires insuffisantes et une pénurie de navires pour transporter le charbon. Le retournement de la conjoncture de l'automne 2008 s'était ensuite traduit par un effondrement des prix, à 81 \$/t fin 2008, jusqu'à 64 \$ la tonne en mai 2009.

La demande de charbon vapeur pour la production d'électricité est cette année encore très forte dans les pays émergents notamment, et surtout en Inde et en Chine. La demande est aussi très forte en Allemagne et en Pologne. En outre, la ressource reste particulièrement importante, renforcée par le développement de la production de gaz de schiste aux États-Unis qui se substitue au charbon dans ce pays. Cette abondance de l'offre a fait baisser les prix mondiaux depuis la fin 2011. Cependant, cette baisse des prix s'est accompagnée d'une forte progression de la demande, entraînant un ajustement des prix à la hausse à partir d'octobre 2013.

¹ Coût, assurance et fret.

Prix spot du charbon vapeur sur le marché Anvers-Rotterdam-Amsterdam

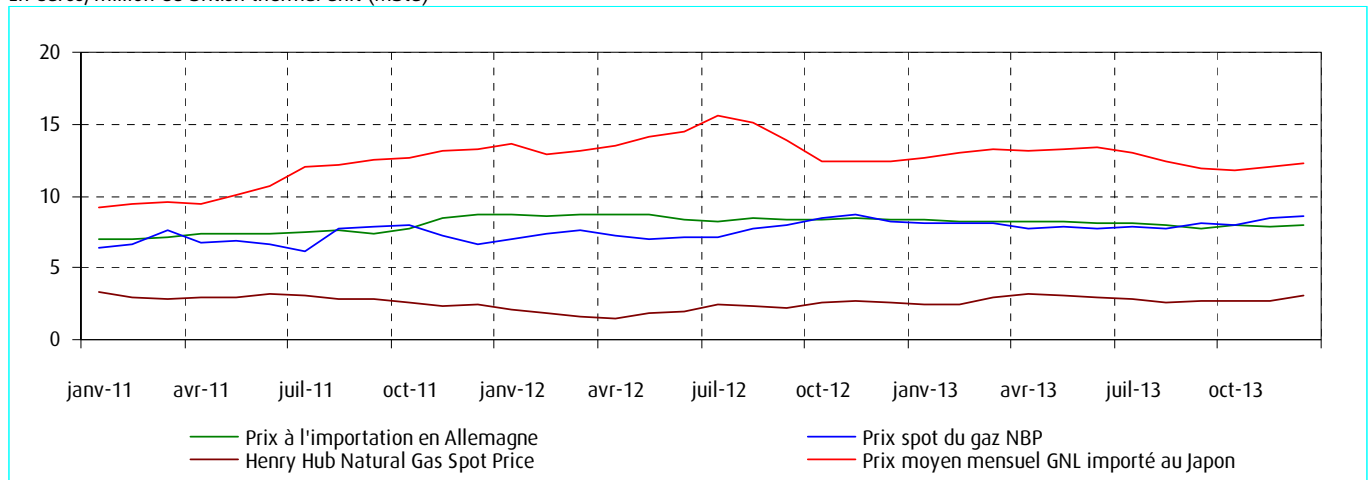


Sources : Mc Closkey, North West steam coal marker

Le prix de gros du gaz naturel

Prix moyen à l'importation du gaz en Allemagne et du gaz naturel liquéfié (GNL) au Japon, prix spot du gaz sur le marché National Balancing Point (NBP) de Londres et sur le Henry Hub américain

En euros/million de British thermal unit (MBtu)



Sources : Deutsche Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ; U.S. Energy Information Administration ; National Balancing Point à un mois ; Japanese Ministry of Finance

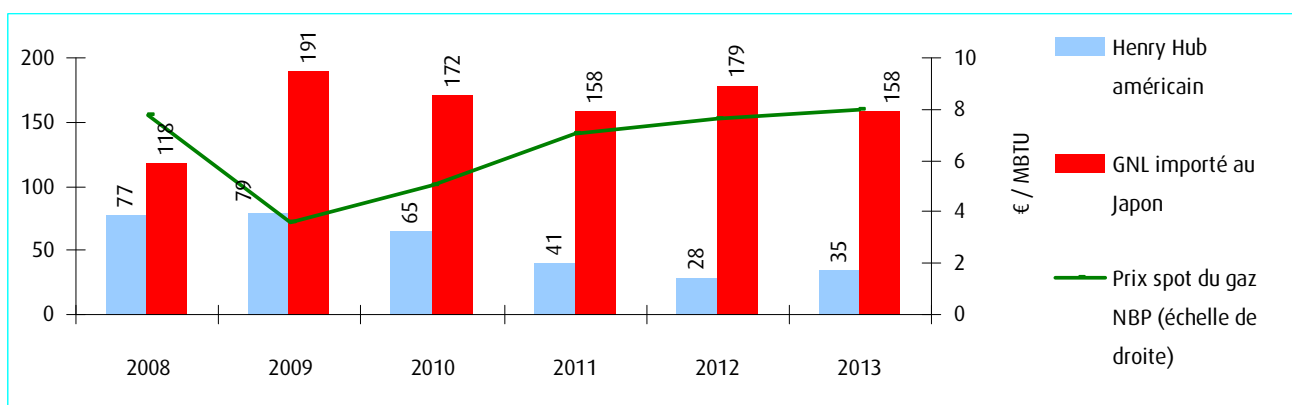
Le prix du gaz naturel sur le marché National Balancing Point (NBP) à Londres (prix de référence pour le marché continental européen) s'est élevé en moyenne à 8,00 €/MBtu en 2013 contre 7,60 €/MBtu en 2012, soit une hausse de 5,1 %, après + 8,2 % en 2012 et 39,3 % en 2011.

Sur l'année 2013, le prix moyen mensuel a évolué dans une fourchette plus étroite que l'année précédente (entre 7,70 € et 8,60 €/MBtu contre 6,90 € et 8,70 €/MBtu en 2012). L'écart entre le prix moyen sur la période estivale de remplissage des stocks et le prix moyen sur la période de soutirage s'est réduit de

moitié, de 0,70 €/MBtu à 0,30 €/MBtu, ce qui n'a pas incité les fournisseurs à acheter du gaz durant l'été pour le stocker en prévision de la consommation hivernale.

Le rapport entre le prix annuel moyen NBP et le prix annuel moyen sur le marché Henry Hub américain s'est réduit en 2013 à 2,9 après avoir culminé à 3,6 en 2012. Après deux années de fortes baisses, le prix du gaz naturel sur le marché américain Henry Hub connaît un rattrapage et s'est envolé de 31 % en 2013, pour revenir à son niveau de 2011. L'écart de prix entre les deux continents s'est donc réduit.

Rapport entre les prix Henry Hub aux États-Unis et « gaz naturel liquéfié (GNL) importé au Japon » avec le prix « National Balancing Point (NBP) à Londres »



Note de lecture : en 2013, le prix Henry Hub représente 35 % du prix NBP, tandis que celui du GNL importé au Japon est supérieur de 58 % au prix NBP.

Sources : U.S. Energy Information Administration ; National Balancing Point à un mois ; Japanese Ministry of Finance

La fermeture progressive du parc nucléaire japonais entre mars 2011 et mai 2012, suite à la catastrophe de Fukushima, avait entraîné un report de la production électrique sur les centrales à gaz. Pour assurer ses approvisionnements massifs et capter les cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL), le Japon avait dû consentir à payer des prix élevés. Après deux années de fortes hausses en 2011 et 2012 (plus de 25 % en moyenne annuelle entre 2010 et 2012), le prix moyen du GNL importé par le Japon a baissé de 7,1 % en 2013. Il s'agit d'un phénomène de rattrapage, inverse de celui constaté sur le marché américain.

Ainsi le rapport entre le prix moyen du GNL importé au Japon et le prix moyen NBP à Londres s'est réduit à 1,6 en 2013, contre 1,8 en 2012 ; le marché asiatique reste néanmoins plus attractif pour les fournisseurs de GNL. Le Japon, premier importateur mondial de GNL avec plus du tiers du total des livraisons en volume, reste en effet très dépendant des combustibles fossiles. Les prix élevés consentis par ce pays, mais aussi par la Corée, pour attirer le GNL, ont pour effet de détourner les cargaisons au détriment de l'Europe.

Répartition des importations françaises selon le type de contrat

En %

	2010	2011	2012	2013
> 10 ans	87,2	80,4	80,3	83,8
> 2 ans et <= 10 ans	3,3	5,2	4,0	1,8
<= 2 ans	9,5	14,4	15,7	14,4
	100,0	100,0	100,0	100,0

Source : SOeS, enquête annuelle de statistique gazière

Les approvisionnements en France restent largement dominés par les contrats de long terme. Si la part des achats sur contrat à court terme (deux ans au plus) a fortement progressé entre 2010 et 2012 en raison du développement du commerce du GNL, la captation par l'Asie de l'essentiel des cargaisons de GNL observée en 2013 a mécaniquement induit une baisse de la part des contrats à court terme, part qui retrouve en 2013 son niveau de 2011, soit environ 14 %. Parallèlement, la part des contrats à long terme (plus de dix ans) atteint 84 %. En Allemagne², le prix des importations, qui reflète essentiellement les prix des contrats de long terme, a baissé en moyenne de 4,9 % en 2013, après des augmentations de près de 13 % en 2012 et 25 % en 2011.

² Contrairement à la France, où le nombre réduit d'acteurs rend confidentielle l'information, l'Allemagne peut rendre public son prix à l'importation. Il est repris ici à titre d'exemple d'un prix moyen réel, moins volatil que les prix spot parce qu'il prend en compte des contrats à long terme.

Les prix de gros de l'électricité

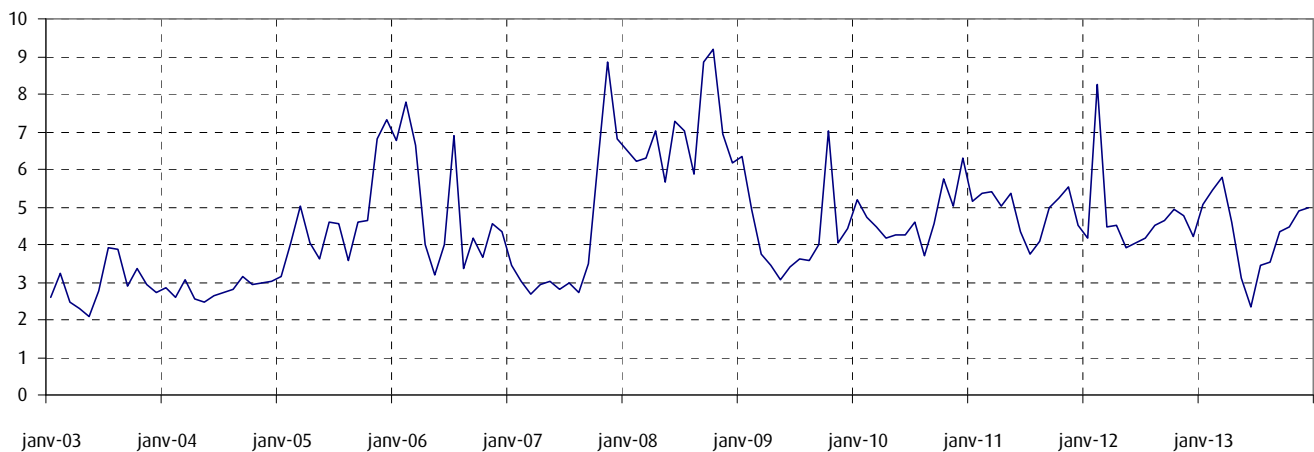
En moyenne sur 2013, le prix spot de l'électricité sur le marché European Power Exchange (EpeX) - (bourse des marchés spot européen) s'établit à 4,33 c€/KWh contre 4,71 c€/KWh en 2012, soit une baisse plus prononcée qu'entre 2011 et 2012 (respectivement de - 8,1 % et - 3,8 %). Le prix spot EpeX retrouve ainsi en 2013 son niveau moyen de l'année 2009. Les prix spot varient en fonction de l'équilibre offre- demande et du mix électrique disponible. Ainsi, la demande est moins forte l'été (ralentissement de l'activité économique) et plus forte lorsque les températures sont basses, en raison de l'importance en France du chauffage électrique. Par ailleurs, lorsqu'une production renouvelable (hydraulique, photovoltaïque et surtout éolienne), toujours prioritaire sur le réseau, est importante, cela impacte à la baisse les prix. Inversement, une faible disponibilité des centrales nucléaires, *a fortiori* si elle s'accompagne d'une

faible production renouvelable, oblige à solliciter les centrales thermiques classiques (charbon, gaz, fioul), ce qui tire les prix à la hausse. Ainsi, de mai à octobre 2013, le prix spot moyen mensuel a été inférieur à son niveau de 2012, puis il a remonté en novembre et décembre en raison de températures plutôt basses.

Le niveau relativement faible des prix de gros de l'électricité observé en 2013, peut s'expliquer en partie par une production importante d'énergies renouvelables en France, mais aussi en Espagne et surtout en Allemagne. Des prix négatifs ont même été observés en France pour la deuxième année consécutive. Le solde des échanges contractuels d'électricité avec l'Allemagne, globalement importateur sur l'année, a de nouveau augmenté, passant de 8,7 TWh à 9,8 TWh.

Prix Baseload moyen mensuel sur le marché European power échange (EpeX) Spot France

En c€/KWh



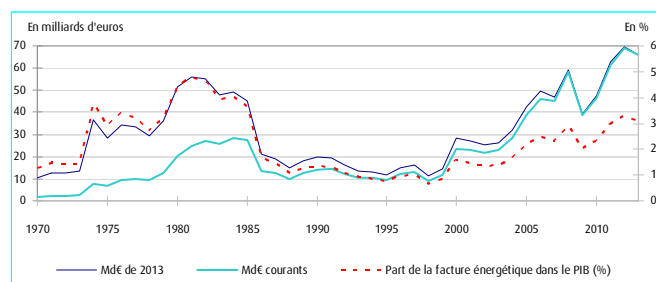
Source : EpeX

2.2 La facture énergétique recule d'environ 5 % en 2013, mais reste à un niveau élevé, de près de 66 milliards d'euros

Après avoir enregistré un record historique de 69 milliards d'euros (Md€) en 2012, la facture énergétique de la France s'allège d'un peu plus de 3 Md€, soit un recul de 4,6 %, à un niveau qui reste toutefois élevé. Depuis 2011, le niveau atteint équivaut à plus de 3 % du produit intérieur brut (3,1 % précisément en 2013). Ce taux oscillait entre 1,5 % et 2,5 % entre 2000 et 2010, à l'exception de l'année 2008 où il a frôlé les 3 %, en raison de la flambée des prix. Dans les années 1990, il n'était en revanche que de 1 %.

À 65,8 Md€, la facture énergétique a encore dépassé le déficit commercial de la France, évalué par les Douanes³ à 61,2 Md€.

Facture énergétique de la France



Source : données des Douanes, calculs SOeS

Avec une contribution de plus de trois quarts au solde importateur énergétique, la seule facture pétrolière s'est chiffrée à environ 52 Md€, soit un allègement de 3,4 Md€ (- 6,2 %) par rapport à 2012. Cette baisse touche à la fois le pétrole brut et les produits raffinés. Le premier perd 6,5 % et le second 5,5 %, soit respectivement 2,3 Md€ et 1 Md€ d'économies sur un an. Le solde importateur en volume de l'ensemble des produits pétroliers est en baisse, de 1,3 % au total. Le prix du brut importé et ceux des produits raffinés ont également fléchi en 2013 par rapport à 2012, respectivement de - 5,0 % et - 5,8 % (prix moyens coût, assurance et fret - CAF - à l'importation en euros courants par tonne). Cette baisse intervient dans un contexte de relative accalmie des prix, avec un Brent affichant un retrait de 2,7 % en dollars et 5,7 % en euros. La diminution de la facture pétrolière résulte d'une baisse cumulée des volumes et des prix qui concerne l'ensemble des produits pétroliers.

La facture gazière progresse en revanche pour la troisième année consécutive, à un rythme toutefois plus atténué, de 5,1 %, pour un total de 14,2 Md€. Cette tendance a résulté de la hausse des prix qui a touché à la fois les prix spot et les contrats à long

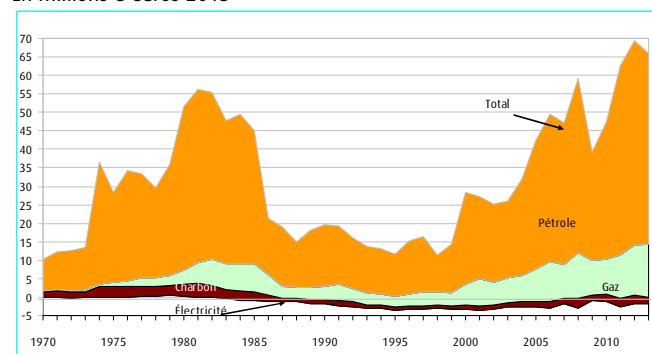
terme (plus de dix ans). Ces derniers continuent de représenter une part dominante dans le total des entrées brutes, soit 84 % en 2013.

La facture charbonnière s'élève à 1,9 Md€, en forte baisse de 22 %, sous l'effet d'une nette diminution des prix. En effet, le prix moyen des importations a chuté de 24 % entre 2012 et 2013, d'après les Douanes.

Les exportations d'électricité permettent à la France d'alléger sa facture énergétique globale, avec un excédent commercial dû aux échanges d'électricité qui ressort à 1,8 Md€ en 2013, en baisse de 4,1 % par rapport à 2012. Ce montant avait atteint 2,6 Md€ en 2011.

La facture énergétique déclinée par type d'énergie

En millions d'euros 2013



Source : données des Douanes, calculs SOeS

Le poids relatif de la facture énergétique dans les importations reste au-dessus des 16 % pour la deuxième année consécutive, à 16,1 % précisément, un niveau comparable à celui de 2008. La facture énergétique continue de peser lourdement sur le commerce extérieur de la France : en 2013, il fallait en moyenne plus de 55 jours d'exportations totales du pays pour compenser la facture énergétique. Si cela représente deux jours de moins qu'en 2012, il n'en demeure pas moins que ce niveau reste élevé. Excepté donc l'année 2012, il faut remonter à la période du second choc pétrolier (1985) pour trouver une facture énergétique plus lourde, que ce soit en euros constants ou relativement au commerce extérieur.

³ « Le chiffre du commerce extérieur », DGDDI-Douanes, février 2014.

Le commerce extérieur de l'énergie en 2013

En millions d'euros courants

	Importations CAF *			Exportations FAB *			Facture			
	2012	2013	2012-2013 (%)	2012	2013	2012-2013 (%)	2012	2013	2012-2013 (%)	2012-2013 (M€)
Combustibles minéraux solides	2 474	1 927	- 22,7	38	16	- 58,3	2 436	1 912	- 21,5	- 524
Pétrole brut	36 990	34 363	- 7,1	287	43	- 84,9	36 704	34 320	- 6,5	- 2 384
Produits pétroliers raffinés	31 848	29 134	- 8,5	13 644	11 936	- 12,5	18 205	17 198	- 5,5	- 1 006
Total pétrole	68 839	63 497	- 7,8	13 931	11 979	- 14,0	54 908	51 518	- 6,2	- 3 390
Gaz	14 339	14 791	+ 3,2	855	617	- 27,8	13 484	14 174	+ 5,1	+ 690
Pétrole et gaz	83 178	78 288	- 5,9	14 785	12 596	- 14,8	68 393	65 692	- 3,9	- 2 701
Électricité	1 384	1 418	+ 2,4	3 255	3 212	- 1,3	- 1 871	- 1 794	- 4,1	+ 77
Total	87 036	81 633	- 6,2	18 078	15 824	- 12,5	68 958	65 810	- 4,6	- 3 148

* CAF : coût, assurance et fret ; FAB : franco à bord.

Source : données des Douanes, calculs SOEs

Comparaison de la facture énergétique avec quelques agrégats économiques

	1973	1980	1985	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Facture énergétique en milliards d'euros courants (CAF/FAB*)	2,6	20,3	27,5	14,2	13,1	22,9	23,5	38,7	46,5	61,6	69,0	65,8
Facture énergétique en milliards d'euros 2013	13,3	51,5	45,2	19,7	16,3	27,2	28,5	42,5	47,5	62,8	69,6	65,8
Part des importations d'énergie dans les importations totales (en %)	12,4	26,4	22,1	9,4	8,0	9,3	9,6	13,1	13,2	15,6	16,8	16,1
Nombre de jours d'exportations totales pour couvrir la facture énergétique	nd	99,0	72,8	28,8	18,6	25,2	26,4	39,7	43,0	52,5	57,1	55,2
Equivalence entre la facture énergétique et la richesse produite en France - indicateur facture / PIB - en %	1,4	4,5	3,6	1,3	1,0	1,5	1,6	2,2	2,3	3,0	3,3	3,1
Cours moyen du dollar en euros	0,68	0,64	1,37	0,83	0,89	1,12	1,09	0,80	0,76	0,72	0,78	0,75

* CAF : coût, assurance et fret ; FAB : franco à bord.

Source : données des Douanes, calculs SOEs

Prix moyens CAF* des énergies importées

En euros et centimes constants de 2013

	1973	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Combustibles minéraux solides (€/t)	115	107	131	76	62	59	85	114	143	134	101
Pétrole brut (€/t)	91	395	461	190	123	276	347	456	608	656	618
Produits pétroliers raffinés (€/t)	159	406	485	240	168	337	412	505	648	732	684
Gaz naturel (c€/kWh)	0,46	1,85	2,92	1,10	0,87	1,23	1,64	1,82	2,45	2,86	2,89

* CAF : coût, assurance et fret.

Source : données des Douanes, calculs SOEs

Prix moyens CAF* des énergies importées

En euros courants

	1973	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Combustibles minéraux solides (€/t)	22	42	80	55	48	81	78	112	141	132	101
Pétrole brut :											
- en euro/tonne	18	155	281	136	97	386	316	446	597	650	618
- en \$/bl	4	33	28	22	17	72	54	81	113	114	112
Produits pétroliers raffinés (en €/t)	31	160	295	172	132	446	375	494	635	726	684
Gaz naturel (c€/kWh)	0,09	0,73	1,77	0,79	0,68	1,80	1,49	1,78	2,41	2,83	2,89

* CAF : coût, assurance et fret.

Source : données des Douanes, calculs SOEs

2.3 Les prix à la consommation

Les prix à la consommation de l'énergie ont encore progressé en 2013, mais le rythme de croissance s'est fortement ralenti. En effet, ils ont augmenté de 0,8 % en 2013 par rapport à 2012, contre 5,2 % en 2012 et plus de 10 % les deux années précédentes. Pour la première fois depuis dix ans, le prix des énergies progresse moins que celui de l'ensemble des biens et services, à l'exception de 2009, année où la crise économique a été la plus profonde. De fait, sur dix ans, le prix de l'énergie augmente en moyenne de 4,8 % par an, soit 3,2 points de plus que l'inflation (1,6 %).

Ce ralentissement concerne pratiquement toutes les sources d'énergie, certaines enregistrant même une baisse des prix. Ainsi, les prix des produits pétroliers diminuent de 2,4 % en moyenne sur l'année. La baisse a été particulièrement sensible au deuxième trimestre et en fin d'année, malgré une hausse de plus de 1 % en décembre. Logiquement, le prix des carburants est également en recul : la baisse du prix du gazole atteint 3,3 %, celle de l'essence étant plus modérée (-1,9 % pour le sans plomb 95 et -1,5 % pour le sans plomb 98).

Les combustibles liquides, essentiellement du fioul domestique, suivent également la même tendance, avec un prix en repli de 3,1 % sur l'année 2013 alors que la hausse cumulée sur les trois années précédentes dépasse 66 %. L'évolution sur l'année est plus erratique, les plus fortes baisses étant observées d'août à octobre.

Le prix du gaz naturel a continué à augmenter en 2013, mais il s'agit de la plus faible hausse depuis quatre ans. Ceci est sans doute en partie la conséquence de la modification de la formule de calcul des tarifs réglementés. Celle-ci est désormais indexée davantage sur les prix spot du gaz et moins sur les produits pétroliers. Les tarifs réglementés n'ont augmenté que pendant trois des douze mois de l'année (le changement de prix est désormais mensuel au lieu de trimestriel).

Pour l'électricité, l'augmentation des prix de 2013 est deux fois plus élevée qu'en 2012 et retrouve le niveau de 2011. En 2013, une hausse de 5 % des tarifs réglementés hors taxes (pour les petits consommateurs) a en effet été décidée en août. Elle reste toutefois inférieure aux préconisations de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le gouvernement a décidé de lisser sur plusieurs années les hausses de tarif nécessaires à la couverture des coûts EDF, prévues par la loi.

Pour les gaz de pétrole liquéfiés (GPL), pour la deuxième année consécutive, le rythme de hausse a nettement ralenti : + 4,7 % après + 7,2 % en 2012 et + 14,1 % en 2011.

Enfin, le prix de la chaleur vendue par les réseaux de chauffage urbain a augmenté en 2013 à un rythme quasi identique à 2012 (+ 6,5 %).

Évolution des prix moyens annuels à la consommation par rapport à l'année précédente

En %

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCAM *
Carburants	2,4	7,9	13,0	5,8	1,9	12,3	-17,1	13,5	14,2	4,9	-2,6	4,9
- dont gazole	2,7	11,5	16,1	4,9	1,6	15,7	-20,9	14,4	16,5	4,5	-3,3	5,5
- dont SP95	0,2	4,3	10,0	6,1	3,2	6,1	-10,7	11,3	11,4	4,4	-1,9	4,2
- dont SP98	0,0	4,5	11,3	5,7	2,7	6,4	-10,8	11,2	11,2	5,3	-1,5	4,4
Électricité	1,2	1,4	0,0	0,6	1,4	1,4	1,8	2,4	6,5	3,1	6,5	2,5
Gaz de ville	2,2	-5,3	6,7	17,2	3,3	10,9	-2,8	6,9	8,5	7,1	3,9	5,5
Gaz liquéfiés	5,4	4,7	9,4	9,5	0,9	11,6	-7,3	1,0	14,1	7,2	4,7	5,4
Combustibles liquides	7,2	14,7	29,8	10,6	0,3	29,2	-30,9	23,2	23,1	9,6	-3,1	9,0
Eau chaude, vapeur et glace	0,0	0,0	0,0	6,2	7,7	11,1	23,8	0,0	3,9	6,6	6,5	6,4
Ensemble des énergies	2,6	5,0	10,1	6,4	1,7	10,9	-12,0	10,0	12,2	5,2	0,8	4,8
- dont produits pétroliers	3,3	8,7	15,4	6,7	1,6	15,0	-19,1	14,5	15,7	5,8	-2,4	5,6
Ensemble des biens et services	2,1	2,1	1,8	1,6	1,5	2,8	0,1	1,5	2,1	2,0	0,9	1,6

* TCAM : taux de croissance annuel moyen, calculé sur la période 2003-2013

Sources : Insee, indice des prix à la consommation en France métropolitaine
DGEC, base de prix couvrant la France métropolitaine hors Corse, pour les prix du gazole, du SP95 et du SP98

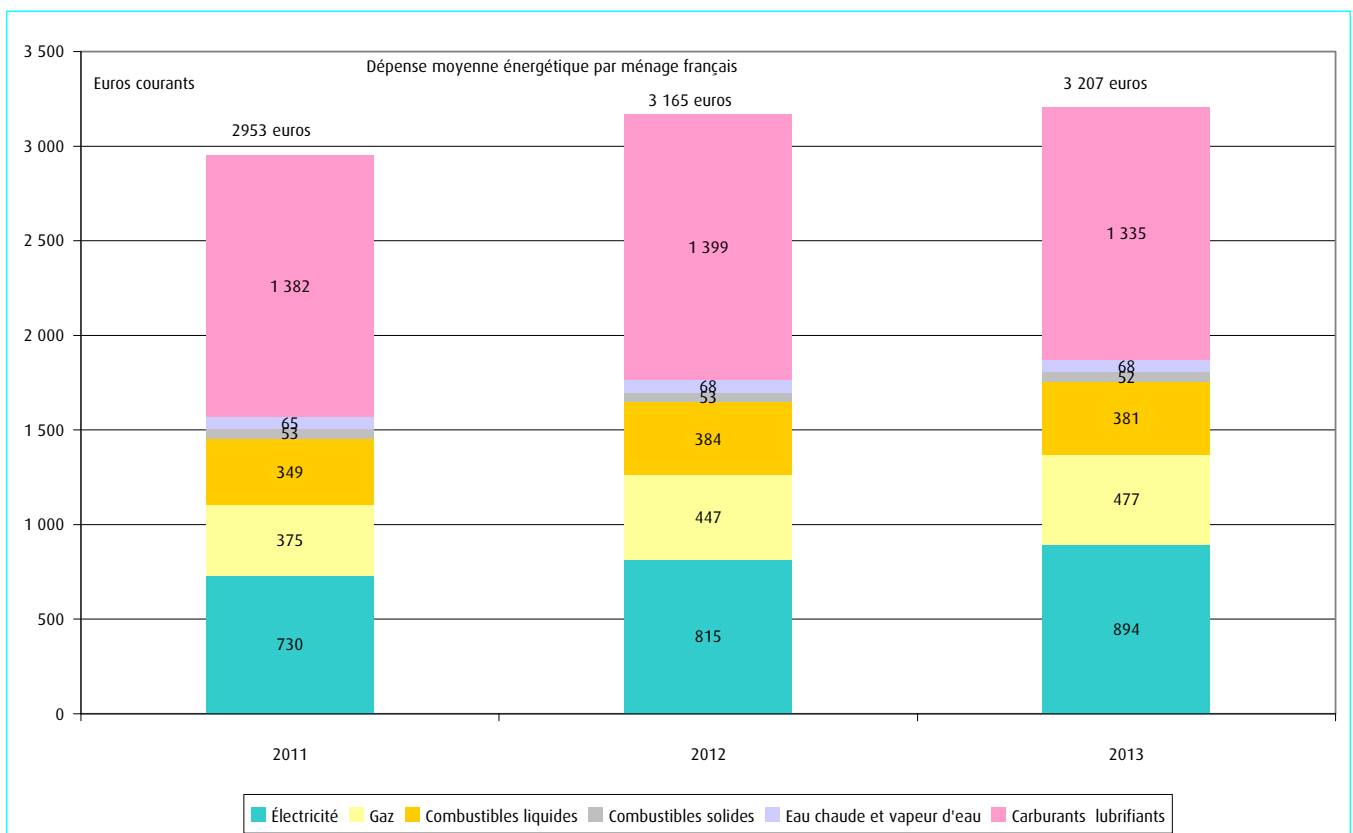
2.4. Le poids de l'énergie dans le budget des ménages français en 2013 : augmentation des dépenses en logement mais baisse nette en carburants

En 2013, les dépenses courantes d'énergie des ménages ont encore augmenté, mais à un rythme ralenti (+ 1,3 % contre + 7,2 % entre 2011 et 2012). La facture annuelle dépasse ainsi

les 3 200 euros en moyenne par ménage, une augmentation de plus de 40 euros par rapport à 2012.

Dépense moyenne en énergie par ménage

En euros courants



Source : calculs SOeS d'après Insee, Comptes nationaux base 2010, et SOeS, Comptes du logement 2013

Cette augmentation est entièrement due aux dépenses d'énergie dans le logement (chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson, usages électriques), qui ont augmenté de 6 % - tout de même deux fois moins vite qu'en 2012. Ceci est essentiellement dû à la poursuite de la hausse des prix de l'énergie hors carburants : + 6,5 % pour l'électricité et les réseaux de chaleur, + 3,9 % pour le gaz par exemple. Les conditions météorologiques ont également pu jouer, avec des températures certes proches de la référence trentenaire, mais néanmoins légèrement moins clémentes qu'en 2012, avec en particulier des mois d'hiver particulièrement froids en début d'année. La facture énergétique

pour le logement a ainsi dépassé 1 800 euros en moyenne par logement, plus de 100 euros de plus qu'en 2012.

A contrario, la dépense de carburant moyenne par ménage a diminué de plus de 60 euros en 2013 par rapport à 2012, nettement sous la barre de 1 400 euros frôlée en 2012. Les prix des carburants ont en effet diminué pour la première fois depuis leur chute de 2009, de 2,6 %.

Au total, les ménages français ont ainsi consacré 92 milliards d'euros courants à leurs achats d'énergie, soit 9,7 % de leurs dépenses totales.

Dépense moyenne en énergie par ménage

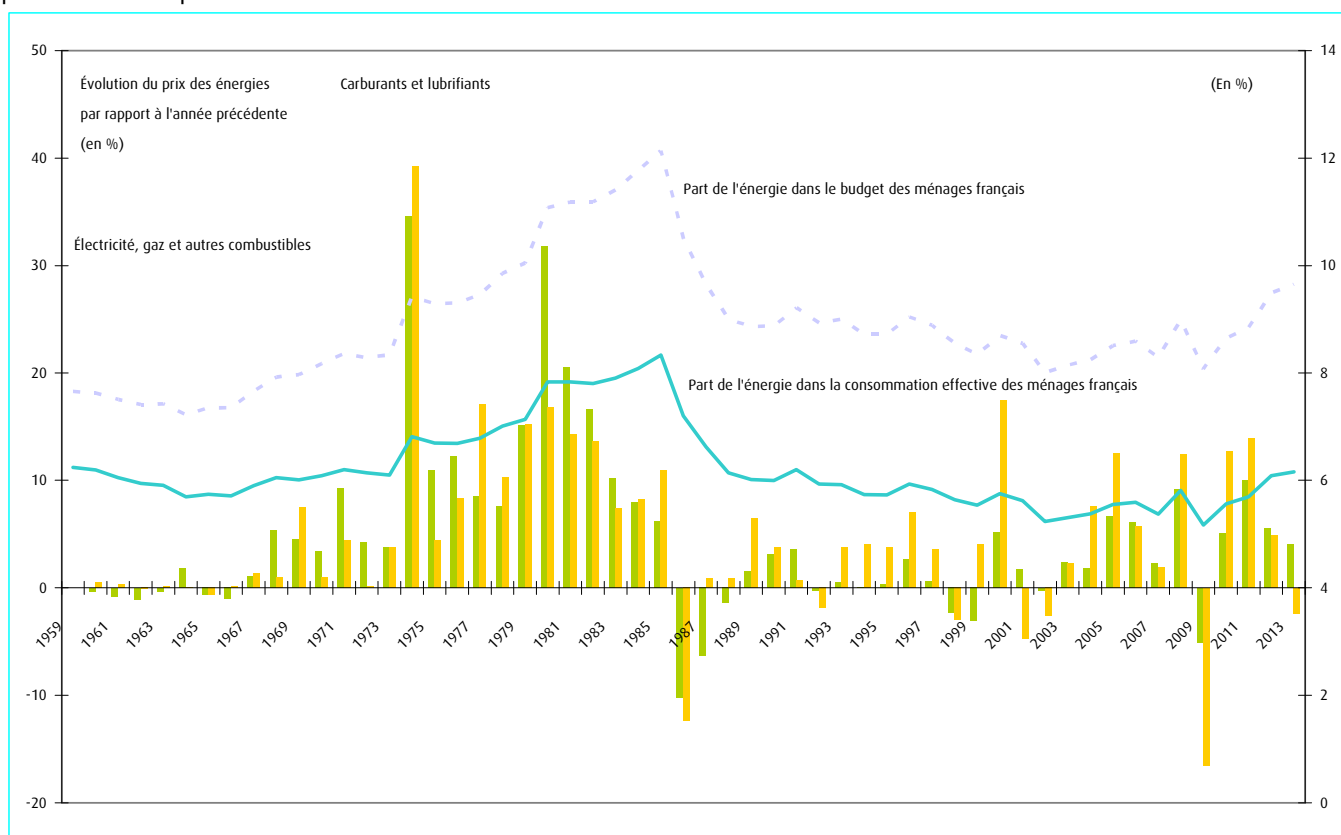
En euros 2010

	1973	1990	2002	2010	2011	2012	2013
Électricité, gaz et autres combustibles	1 303	1 446	1 524	1 592	1 429	1 521	1 549
Carburant	1 725	1 812	1 543	1 514	1 213	1 158	1 144
Total énergie	3 028	3 258	3 067	3 106	2 641	2 679	2 693

Note de lecture : en 2010, les ménages français ont dépensé en moyenne 3 106 euros pour leur énergie. Si les prix de l'énergie n'avaient pas augmenté entre 2010 et 2013, ils auraient dépensé en 2013 2 693 euros en moyenne, soit une diminution en volume.

Source : calculs SOeS d'après Insee, Comptes nationaux base 2010, et SOeS, Comptes du logement 2013

En 2013, les dépenses énergétiques ont représenté 6,2 % de la consommation effective des ménages français, un niveau qui n'avait pas été atteint depuis 1991.



Note de lecture : la ligne pleine bleue représente la part des dépenses énergétiques (électricité, gaz et autres combustibles, carburants et lubrifiants) dans la consommation effective des ménages. La ligne en pointillé représente leur part dans le budget des ménages. Le budget des ménages est ici calculé comme les dépenses des ménages au sens de la Comptabilité nationale, dont les loyers imputés et les services d'intermédiation financière indirectement mesurés (Sifim) ont été retranchés. La consommation effective intègre non seulement ces deux éléments, mais aussi les consommations correspondant à des dépenses individualisables faites par les institutions sans but lucratif au service des ménages et par les administrations publiques en matière par exemple de santé, d'enseignement, d'action sociale. Le « budget » ainsi calculé est proche de ce que déboursent directement les ménages pour leur consommation courante, tandis que la « consommation effective » approche ce dont bénéficient les ménages, y compris ce qui est payé par l'ensemble de la collectivité.

Les bâtons verts représentent l'évolution du prix de l'électricité, gaz et autres combustibles, par rapport à l'année précédente, les bâtons jaunes l'indice pour les carburants et lubrifiants. En 2013, les prix de l'ensemble électricité, gaz et autres combustibles ont ainsi augmenté de 4 points par rapport à 2012, tandis que ceux des carburants et lubrifiants diminuaient de 2 points.

Source : calculs SOeS d'après Insee, Comptes nationaux base 2010, et SOeS, Comptes du logement 2013



3. L'approvisionnement énergétique de la France



3.1 L'approvisionnement énergétique de la France en 2013 : forte hausse des filières renouvelables et redressement du taux d'indépendance énergétique

Avec 139 Mtep, la production nationale d'énergie primaire se redresse en 2013 et dépasse le record de 2011. La hausse est à mettre au crédit des seules énergies renouvelables, qui ont produit 2,4 Mtep de plus qu'en 2012, répartis à parts égales entre filières électriques et filières thermiques. En effet, après avoir atteint un sommet inégalé depuis 2005 à 118 Mtep, la production électronucléaire s'est contractée nettement en 2012, et à nouveau tassée en 2013 : la conséquence d'un coefficient de disponibilité des centrales plutôt bas, à 78 % pour 2013. Quant aux énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon), leur production globale ne représente qu'un peu plus de 2 Mtep et leur contribution continue de diminuer.

Toutes les filières renouvelables ont contribué à la hausse de la production, à des degrés divers. La production hydraulique (y compris pompage) a ainsi atteint son plus haut niveau depuis 2002, avec 6,6 Mtep, soit un de plus qu'en 2012. Le printemps particulièrement pluvieux lui a permis de poursuivre le redressement entamé en 2012 (+ 20 %). Avec un peu plus de 18 Mtep, les filières thermiques et la valorisation des déchets (cette dernière comprend une composante non renouvelable, fixée par convention à 50 % de l'ensemble des déchets urbains incinérés) établissent un nouveau record de production. La filière

éolienne a fourni 1,4 Mtep ; sa croissance est néanmoins quatre fois moindre qu'en 2012. De même, la filière photovoltaïque continue à augmenter, à un peu plus de 0,4 Mtep, mais à un rythme ralenti.

En 2013, le déficit des échanges physiques recommence à se creuser légèrement, à 124 Mtep. Ceci est dû au net fléchissement des exportations (- 4,9 %). Les exportations d'électricité en hausse, à plus de 5 Mtep, ne suffisent pas à compenser des ventes de produits pétroliers raffinés en diminution constante depuis 2008. Les importations continuent à diminuer, moins fortement toutefois qu'en 2012. Les achats de produits pétroliers (brut et raffinés confondus) passent sous la barre symbolique des 100 Mtep pour la première fois depuis 1990. Les achats de charbon augmentent nettement, sous l'impulsion de la demande des centrales thermiques.

La consommation primaire réelle augmente pour la première fois depuis 2010 et atteint 262 Mtep. Cette hausse est toutefois plus que compensée par celle de la production primaire, hissée à 139 Mtep. Par conséquent, le taux d'indépendance énergétique, qui est le rapport de ces deux grandeurs, s'améliore. Il est en 2013 de 53,1 %.

Production d'énergie primaire

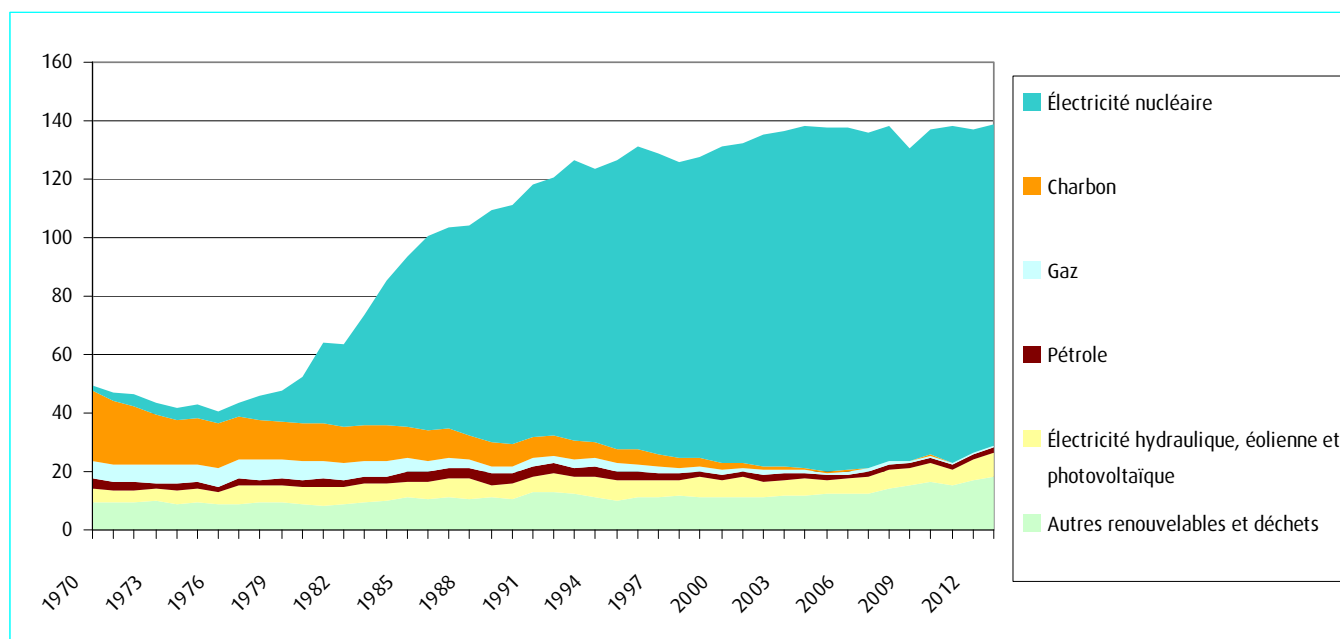
En Mtep, données réelles, non corrigées des variations climatiques

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Total production primaire	43,5	111,2	135,5	138,4	137,2	139,1	5,7	1,7	0,2	- 0,9	1,4
Électricité primaire	8,0	86,8	119,6	120,8	118,0	118,8	15,1	2,7	0,1	- 2,3	0,7
- dont nucléaire	3,8	81,7	113,8	115,2	110,9	110,4	19,7	2,8	0,1	- 3,8	- 0,4
- dont hydraulique, éolien, photovoltaïque	4,1	5,0	5,7	5,5	7,1	8,4	1,1	1,1	- 0,4	28,9	17,1
EnRt et déchets	9,8	10,7	10,9	15,1	16,9	18,1	0,6	0,2	3,6	12,1	7,1
Pétrole	2,2	3,5	2,4	2,0	1,7	1,8	2,6	- 3,1	- 2,0	- 14,0	7,4
Gaz naturel	6,3	2,5	1,4	0,5	0,4	0,3	- 5,3	- 4,5	- 11,0	- 10,6	- 36,0
Charbon	17,3	7,7	1,2	0,1	0,1	0,1	- 4,6	- 14,7	- 28,0	94,6	7,9
Taux d'indépendance énergétique (en %)	23,9	49,5	50,8	53,4	52,8	53,1	4,4	0,2	0,5	- 1,2	0,7

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

Production d'énergie primaire

En Mtep, données réelles, non corrigées des variations climatiques



Source : calculs SOEs, d'après les sources par énergie

Échanges extérieurs

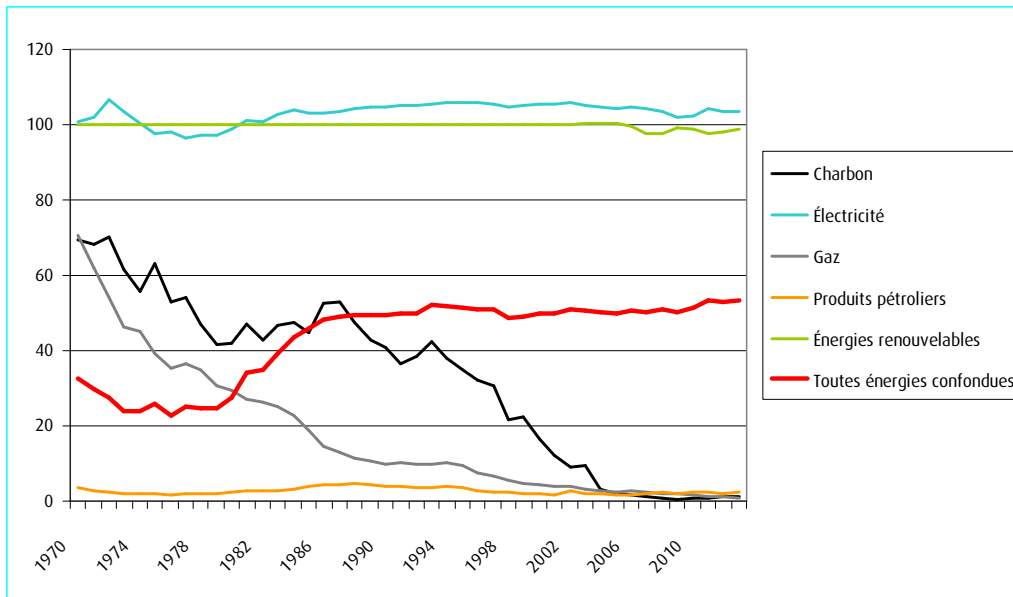
En Mtep, données réelles, non corrigées des variations climatiques

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Importations	159,7	138,2	161,9	159,7	154,2	153,4	- 0,8	1,3	- 0,2	-3,4	-0,5
dont charbon	10,4	12,9	12,2	9,8	10,7	11,2	1,3	- 0,5	- 2,4	9,3	3,9
pétrole brut	134,9	73,3	80,0	64,4	56,8	56,0	- 3,5	0,7	- 2,4	- 11,8	- 1,5
produits pétroliers raffinés	6,3	26,8	32,1	40,2	43,1	42,5	8,9	1,5	2,6	7,0	- 1,3
gaz	7,6	24,5	37,3	43,9	42,2	42,3	7,1	3,6	1,8	- 3,9	0,4
Exportations	14,8	20,0	27,3	35,0	30,8	29,2	1,8	2,6	2,8	- 12,1	- 4,9
dont produits pétroliers raffinés	12,9	14,5	19,3	22,8	20,0	19,2	0,7	2,4	1,9	- 12,0	- 4,5
électricité	0,7	4,5	6,9	5,7	4,9	5,2	12,0	3,7	- 2,2	- 13,6	5,6
Solde importateur	144,8	118,2	134,6	124,7	123,5	124,2	- 1,2	1,1	- 0,8	- 1,0	0,5

Source : calculs SOEs, d'après les sources par énergie

Indépendance énergétique totale

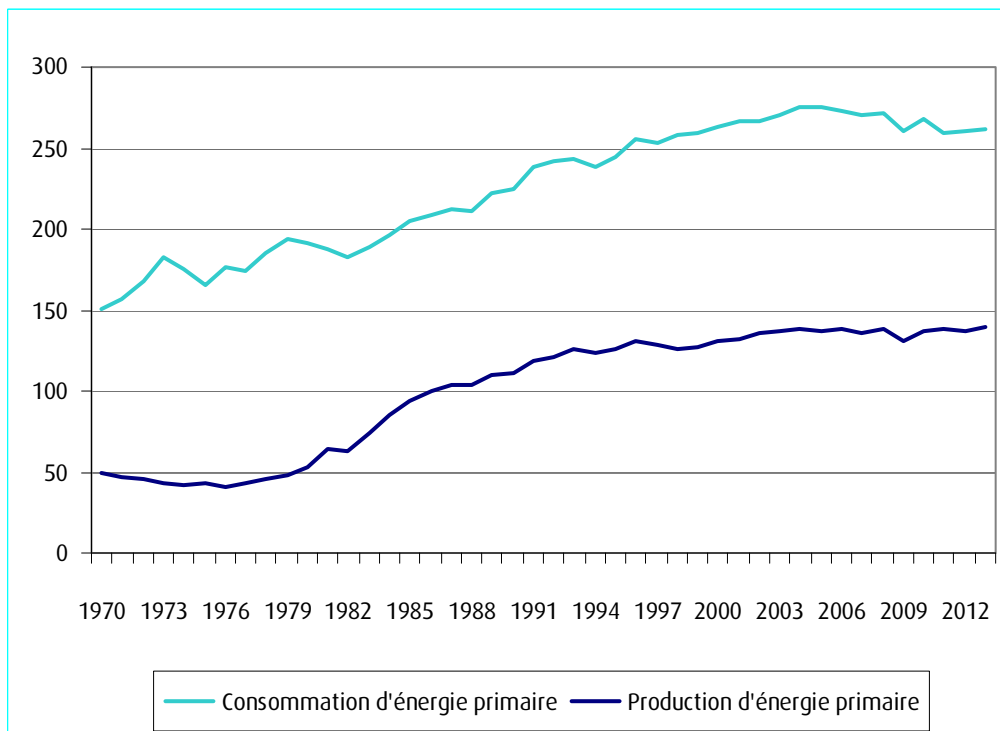
En %



Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

Production et consommation d'énergie primaire

En Mtep, données réelles, non corrigées des variations climatiques



Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

3.2 Charbon : nouvelle hausse des importations (+ 4 %)

L'extraction de charbon s'est arrêtée en France en 2004. Toutefois, il existe encore une petite filière de production via la valorisation du charbon contenu dans les terrils du Nord et du Gard et les schlamms de Moselle. Ces produits de récupération sont utilisés dans les centrales thermiques du groupe E.ON. En 2013, les livraisons à ces centrales augmentent de 8 % par rapport à 2012, pour un faible niveau de 127 ktep, soit 1,7 % des besoins nationaux.

La hausse de la demande des autres centrales au charbon a, elle aussi, été importante en 2013. Pour y répondre, les opérateurs ont d'une part accru leurs importations et d'autre part puisé dans leurs stocks : les centrales au charbon ont ainsi brûlé pour près de 1,3 Mt de stocks de charbon vapeur – contre 1,2 Mt en 2012. Ainsi, en fin d'année, ces derniers ne permettaient plus d'assurer qu'une autonomie d'environ quatre mois et demi au rythme actuel de consommation contre sept mois un an auparavant.

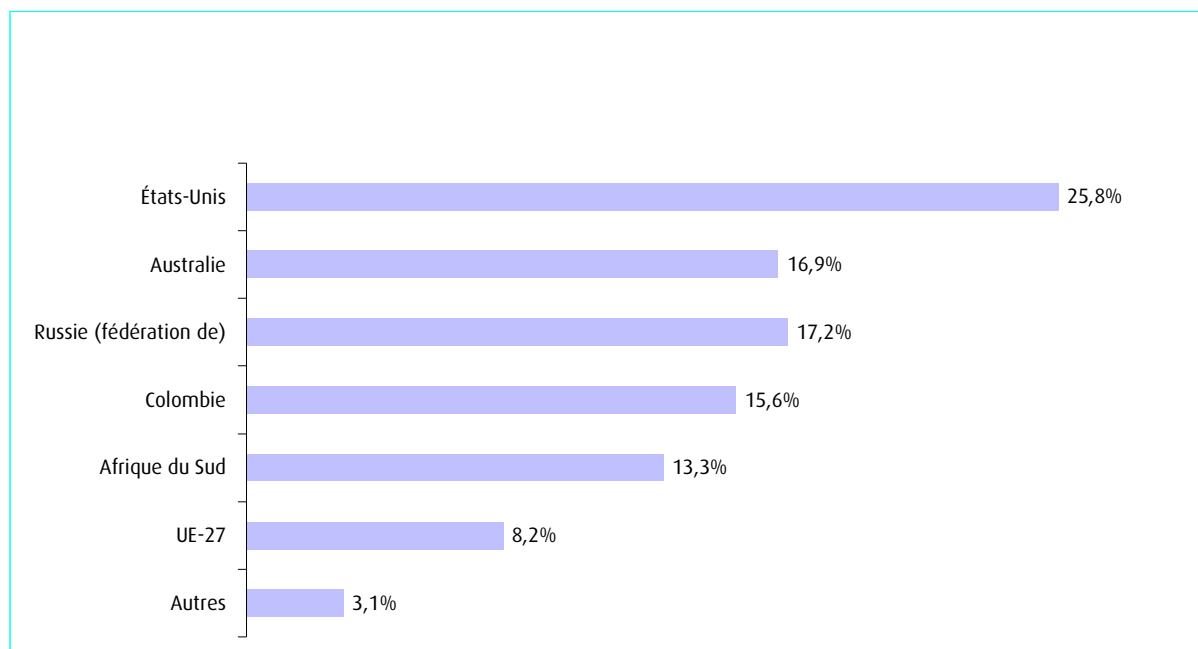
L'activité a été dynamique dans la sidérurgie, ce qui a entraîné une forte demande de charbon. Les stocks de houille dans la

sidérurgie sont néanmoins stables, tandis que les stocks de coke se sont reconstitués. Au final, plus de 1 million de tonnes de produits charbonniers ont ainsi été déstockées en 2013 et les stocks globaux de charbon et autres combustibles minéraux solides ne s'élèvent plus qu'à 4,9 millions de tonnes (Mt) en fin d'année, soit un million de tonnes de moins que fin 2012.

Au total, près de 18 Mt de combustibles minéraux solides (CMS) ont été importés en 2013, soit 4,1 % de plus qu'en 2012. La houille représente 95 % des CMS importés, avec deux tiers de charbon vapeur destiné pour l'essentiel à la production d'électricité et un tiers de charbon à coke (utilisé pour produire du coke qui sert à la fabrication de fonte dans les hauts-fourneaux). Mesurées en équivalent énergétique, les importations de CMS représentent, en 2013, 11,2 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), contre 10,5 Mtep un an auparavant. Les principaux pays fournisseurs de la France restent les États-Unis avec plus de 4 Mt (25,8 %), l'Australie, la Colombie, la Russie et l'Afrique du Sud.

Les importations de charbon en 2013

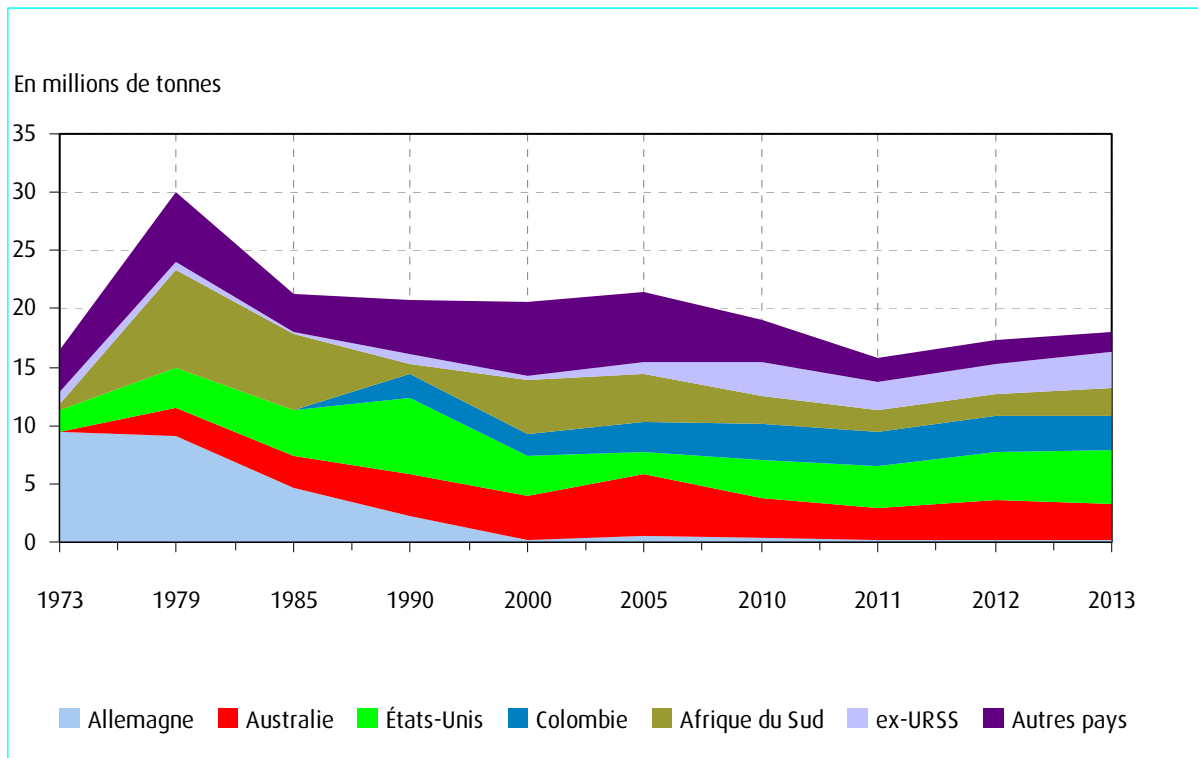
En %



Source : Calcul SOeS, d'après Douanes

Importations de charbon par pays d'origine

En millions de tonnes



Source : Calcul SOeS, d'après Douanes

3.3 Pétrole : la contraction des importations de pétrole brut se poursuit dans un contexte de recul de l'activité de raffinage, le déficit des échanges de produits raffinés augmente

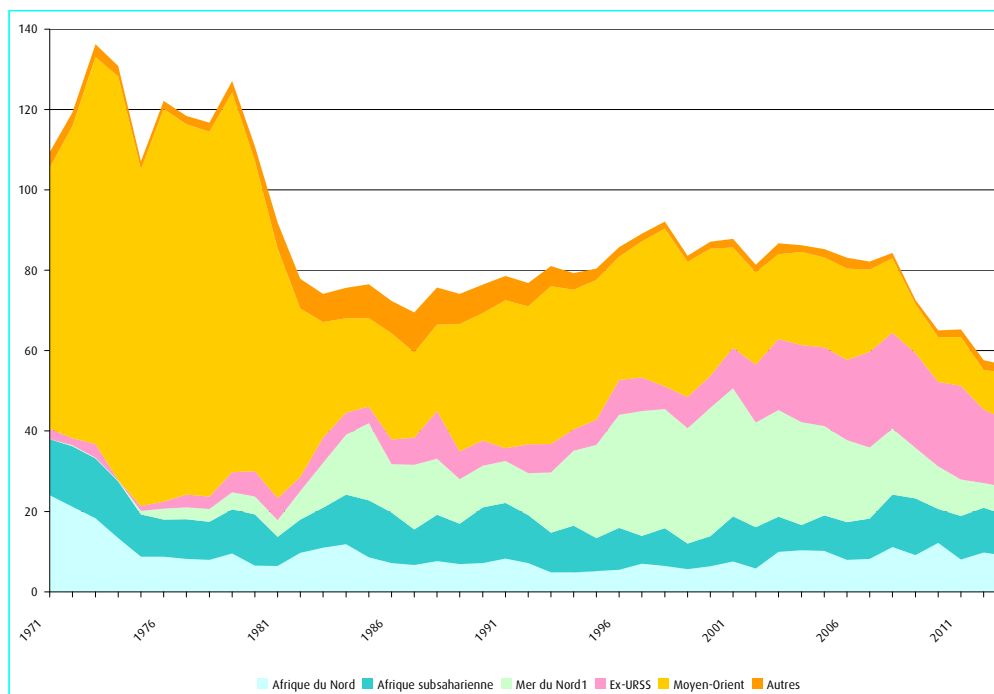
La production de pétrole brut en France se réduit peu à peu depuis le milieu des années 1980 et atteint 793 milliers de tonnes (kt) en 2013, en recul de près de 2 % par rapport à 2012. Cette production ne constitue qu'une part marginale de la consommation nationale, autour de 1 % depuis le début des années 2000.

Après une forte baisse en 2012, les quantités de pétrole brut importées pour le raffinage ont diminué cette année encore (- 1,5 %), à 56,0 millions de tonnes (Mt). Dans un contexte géopolitique tendu (embargo contre l'Iran, instabilité en Égypte, en Syrie et Libye), la carte des pays

fournisseurs a, cette année encore, été redistribuée : les importations de pétrole en provenance des pays de l'ex-URSS ont encore reculé alors que la part des pays du Moyen-Orient augmente. L'Arabie Saoudite devient le premier fournisseur de la France devant le Kazakhstan et la Russie. La forte augmentation des importations en provenance d'Arabie Saoudite explique la croissance de la part des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) qui, en dépit de la forte baisse des importations libyennes, a encore progressé en 2013, de quatre points, à 46 %. Il faut remonter à l'année 2000 pour retrouver une part supérieure.

Importations de pétrole brut par origine

En Mt



¹ Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège et Danemark.

Source : calculs SOeS, d'après les statistiques des Douanes

Imports de pétrole brut par origine

En Mt

Grandes zones	1973		1979	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	
		%											%
Moyen-Orient	96,4	71,4	94,5	22,1	31,7	34,8	31,6	22,4	11,1	12,2	9,8	11,8	21,0
Afrique du Nord	18,3	13,5	9,5	8,6	7,2	5,1	6,3	10,2	12,1	8,0	9,7	9,3	16,6
Afrique subsaharienne	15,0	11,1	11,0	14,1	13,8	8,3	7,6	8,9	8,2	10,6	11,3	10,2	18,2
Mer du Nord ¹	0,2	0,1	4,2	19,2	10,4	23,2	31,9	22,2	10,6	9,1	6,1	7,0	12,4
Ex-URSS	3,4	2,5	5,0	4,1	6,2	6,3	8,0	19,6	21,0	23,4	18,4	16,9	30,1
Autres	1,8	1,3	1,6	5,8	4,1	0,4	0,3	0,9	1,0	1,2	1,5	0,9	1,6
Total	134,9	100,0	125,9	73,9	73,4	78,0	85,6	84,2	64,1	64,4	56,8	56,0	100,0
<i>dont Opep</i> ²	<i>127,8</i>	<i>94,7</i>	<i>111,8</i>	<i>36,7</i>	<i>41,7</i>	<i>42,7</i>	<i>41,8</i>	<i>38,2</i>	<i>27,6</i>	<i>25,9</i>	<i>24,4</i>	<i>26,1</i>	<i>46,6</i>
Principaux fournisseurs													
Arabie Saoudite	30,2	22,4	44,4	6,0	15,2	20,4	15,2	10,3	6,0	6,7	7,8	10,2	18,1
Kazakhstan	-	-	-	-	-	-	2,2	8,6	6,8	8,3	7,2	7,2	12,9
Russie	-	-	-	-	-	6,1	5,0	9,6	11,1	9,6	8,3	6,8	12,1
Norvège	0,2	0,1	1,6	4,2	5,8	13,6	21,1	16,1	7,0	6,7	4,7	5,0	9,0
Nigeria	12,6	9,3	9,6	8,1	3,1	5,7	4,8	2,8	2,8	4,8	4,0	4,9	8,7
Libye	6,5	4,8	4,0	3,1	2,9	1,7	2,4	4,5	10,2	3,2	6,4	4,8	8,5
Algérie	11,1	8,2	5,1	3,6	3,0	2,6	3,5	5,4	0,9	4,0	2,9	3,4	6,1
Azerbaïdjan	-	-	-	-	-	-	0,6	1,4	3,1	5,5	2,9	2,8	5,1
Royaume-Uni	-	-	2,7	14,9	4,7	9,3	9,9	4,4	3,4	2,0	1,3	1,9	3,4
Angola	-	-	-	0,4	2,8	0,7	1,9	4,2	3,4	2,3	1,3	1,6	2,8
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,6	0,7	3,3	1,6	2,8
Irak	18,7	13,8	22,7	6,4	3,0	-	7,2	1,4	2,4	1,5	1,8	1,2	2,2
Ghana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,2	0,2	0,4
Congo	0,9	0,7	-	0,5	0,9	0,6	0,0	0,5	1,3	0,9	1,3	0,6	1,1
Brésil	-	-	-	-	-	-	0,1	0,3	0,6	0,7	1,4	0,4	0,8

¹ Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège et Danemark.

² : Opep : Algérie, Angola, Arabie Saoudite, Émirats arabes unis, Équateur, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigeria, Qatar, Venezuela.

NB : le pétrole est classé ici en fonction du pays où il a été extrait

Source : SOeS, enquête auprès des raffineurs

Le raffinage en France, et plus généralement le raffinage européen, ne semble plus en mesure de concurrencer les installations géantes du Moyen-Orient et d'Asie. Le raffinage européen représente aujourd'hui 27,8 % de la capacité mondiale de raffinage. En France, l'évènement principal de l'année 2013 est la fermeture de la raffinerie de Petit Couronne (Petroplus). Au total, seules huit raffineries en métropole ont eu une activité en 2013.

Les importations de produits finis sont en légère baisse (- 1,4 %) et les exportations reculent (- 4,5 %). En 2013,

le déficit des échanges se dégrade ainsi légèrement pour la majorité des produits et passe de 23,1 Mt à 23,4 Mt. Il est surtout dû au gazole / fioul domestique qui représente près de 56 % des importations dont la majorité en provenance des États-Unis (24 %) et de Russie (18 %). Dans une moindre mesure, les carburateurs contribuent aussi à cette balance déficitaire ; ils ont surtout été importés du Moyen-Orient et d'Asie. Les exportations d'essence se sont faites principalement vers les États-Unis (28,2 %).

Imports et exports de produits raffinés en 2013

En Mt

	Imports (I)	Exports (E)	Solde importateur (I-E)
Gazole FOD	23,6	2,0	21,6
Carburéacteurs	4,7	1,0	3,7
GPL	3,0	1,1	1,9
Coke de pétrole	0,9	0,0	0,9
Fioul lourd	5,5	5,6	- 0,1
Bitumes	1,2	1,2	0,0
Essence	0,4	3,7	- 3,3
Naphta	1,7	3,0	- 1,2
Lubrifiants	0,8	1,4	- 0,6
Autres	0,4	0,0	0,4
Total	42,4	19,0	23,4

¹FOD : Fioul domestique.

GPL : Gaz de pétrole liquéfié

Source : SOeS, d'après les statistiques des Douanes

3.4 L'approvisionnement en gaz naturel

Pour répondre à la demande de gaz naturel, trois ressources peuvent être mobilisées : la production nationale, les importations et les stocks.

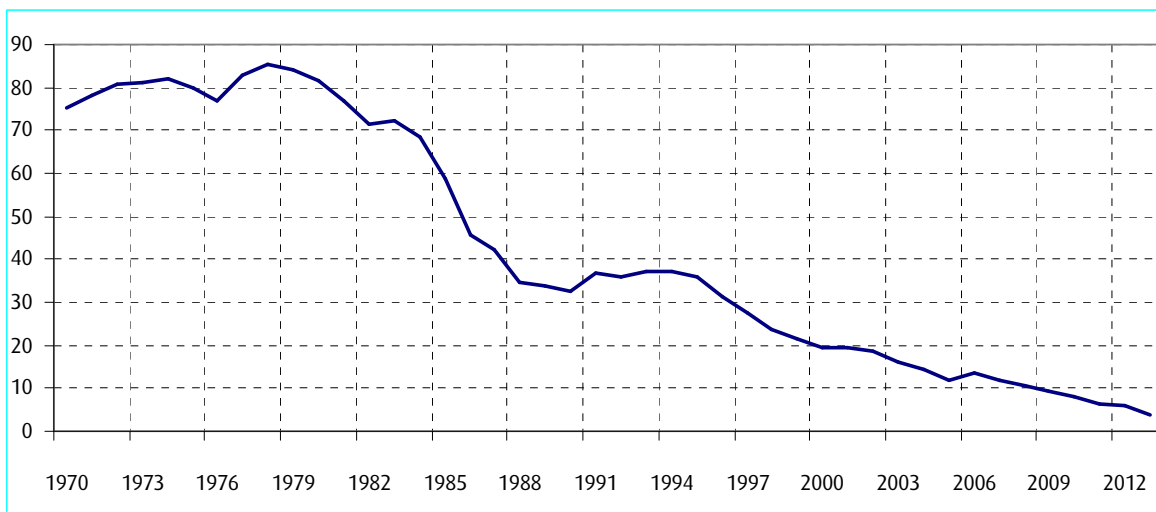
Une production nationale marginale

La baisse tendancielle de la production nationale de gaz naturel commercialisé franchit une nouvelle étape, en octobre 2013, avec l'arrêt définitif de l'injection dans le réseau du gaz de Lacq. Seules des quantités très marginales de gaz de mine, provenant du bassin Nord-Pas-de-Calais, sont désormais injectées dans le réseau. Ces quantités diminuent

de 41 % en 2013 par rapport à 2012, et contribuent à 5,6 % de la production totale de gaz injectée dans le réseau. Au total, la production de gaz commercialisée recule de 36 % en 2013. À cette production en recul de gaz de mine devraient néanmoins s'ajouter dans les années à venir des quantités de biométhane, dont l'injection dans le réseau de distribution est aujourd'hui très marginale.

Évolution de la production nationale commercialisée de gaz naturel

En TWh PCS



Source : calcul SOeS, d'après GRT gaz, TIGF, Storengy

Des importations en faible hausse, baisse de la part du GNL et des contrats de court terme

Les importations de gaz arrivent en France sous forme gazeuse par un réseau de gazoducs, terrestres ou sous-marins, ou bien sous forme liquéfiée (GNL) ; il est alors débarqué puis regazéifié dans trois terminaux méthaniers

situés à Montoir-de-Bretagne (Loire-Atlantique) et à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône).

Les sorties du territoire s'effectuent sous forme gazeuse aux points d'interconnexion du réseau français de gazoduc avec les réseaux étrangers, principalement espagnol et suisse.

Approvisionnements en gaz naturel entre 2011 et 2013

	En TWh			En % par rapport au total des entrées		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Total des entrées brutes (transit inclus)	569,6	547,4	549,5	100,00	100,00	100,00
- selon le pays d'origine						
Norvège	185,1	212,9	198,7	32,5	38,9	36,2
Pays-Bas	92,5	82,0	76,3	16,2	15,0	13,9
Russie	74,2	74,0	98,3	13,0	13,5	17,9
Algérie	63,0	47,8	59,4	11,1	8,7	10,8
Qatar	32,4	21,7	17,6	5,7	4,0	3,2
Swap*	25,3	39,0	12,4	4,4	7,1	2,3
Égypte	10,2	9,2	1,0	1,8	1,7	0,2
Trinité et Tobago	2,6	2,6	0,0	0,5	0,5	0,0
Nigeria	1,0	3,7	0,0	0,2	0,7	0,0
Autres et indéterminés	83,3	54,6	85,8	14,6	10,0	15,6
- selon le type de contrat						
court terme	74,0	80,0	77,2	13,0	14,6	14,0
moyen et long terme	495,6	467,5	472,3	87,0	85,4	86,0
- selon la forme de gaz						
gaz naturel sous forme gazeuse	410,2	440,5	463,1	72,0	80,5	84,3
gaz naturel liquéfié (GNL)	159,3	106,9	86,4	28,0	19,5	15,7
Total des sorties (transit inclus)	75,0	69,3	58,3	13,2	12,7	10,6
Total des entrées nettes (transit et exportations exclus)	494,6	478,1	491,2	86,8	87,3	89,4

Source : calcul SOeS, d'après GRT-gaz, TIGF et fournisseurs de gaz

Les entrées brutes de gaz ont atteint 549,5 TWh en 2013, en progression de 0,4 %, après la forte diminution enregistrée en 2012 (- 3,9 %). Toutefois, les sorties du territoire ayant fortement diminué (- 15,9 %), le solde des entrées-sorties de gaz naturel en France a progressé plus nettement, de 2,7 % en 2013. Il se rapproche ainsi de celui de 2011 et du niveau annuel moyen observé sur les dix dernières années.

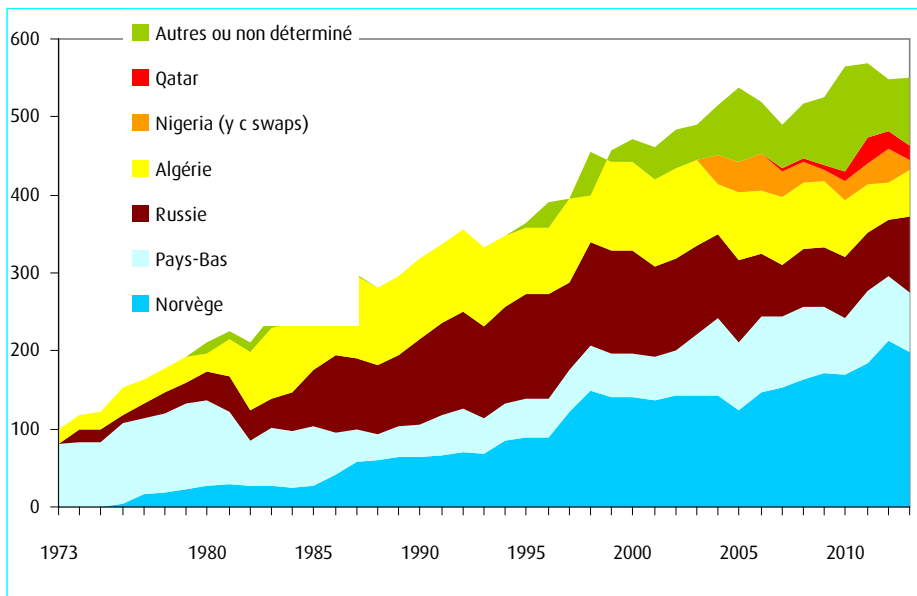
Cette légère progression des entrées brutes résulte de deux évolutions contradictoires. D'une part, les entrées de gaz par gazoducs progressent de 5,1 % en 2013, après une hausse de 7,4 % en 2012. D'autre part, les injections de GNL regazéifié dans le réseau à Fos-sur-mer et Montoir-de-Bretagne enregistrent, comme en 2012, une très forte baisse (- 19,2 % en 2013, après - 32,9 % en 2012). Le terminal méthanier de Montoir est particulièrement affecté, les injections dans le réseau y ont chuté de plus de moitié entre 2012 et 2013. Avec ce nouveau recul, le GNL représente moins de 16 % des entrées, contre près de 20 % en 2012 et plus du quart en 2011 (28 %). En effet, les cargaisons de GNL disponibles se tournent toujours plus vers le marché asiatique où les prix sont plus attractifs et la demande particulièrement soutenue, le Japon et la Corée du Sud étant les deux premiers importateurs mondiaux de GNL.

La part des contrats de court terme (moins de deux ans) dans les approvisionnements, qui avait progressé pour atteindre 14,6 % en 2012, cède 0,6 point en 2013. Ce recul est lié à la baisse des importations de GNL ainsi qu'au regain d'attractivité des contrats à long terme, qui garantissent l'approvisionnement sur la durée, et dont les conditions ont été renégociées en termes de quantité livrée et d'indexation des prix sur ceux du marché spot.

La Norvège conserve largement sa place de principal fournisseur de gaz naturel de la France avec 36,2 % du total des entrées brutes, mais les importations norvégiennes régressent de 6,7 % entre 2012 et 2013. Les importations de gaz des Pays-Bas baissent de 7 % en 2013, reléguant ce pays au troisième rang des fournisseurs de la France derrière la Russie. Les importations en provenance de Russie et d'Algérie (GNL) ont très fortement progressé entre 2012 et 2013 (respectivement de + 32,8 % et + 24,4 %). Après avoir presque triplé en 2011, le GNL importé du Qatar poursuit sa baisse entamée en 2012, mais ce pays demeure toutefois notre cinquième fournisseur. Si on exclut les réceptions pour compte de tiers dans le cadre de contrats *swaps*, le Nigeria n'est plus un fournisseur direct de la France, tandis que les importations en provenance d'Égypte sont devenues négligeables.

Évolution des importations de gaz naturel en quantités selon le pays d'origine

En TWh PCS



Source : SOeS, enquêtes annuelle et mensuelle sur la statistique gazière

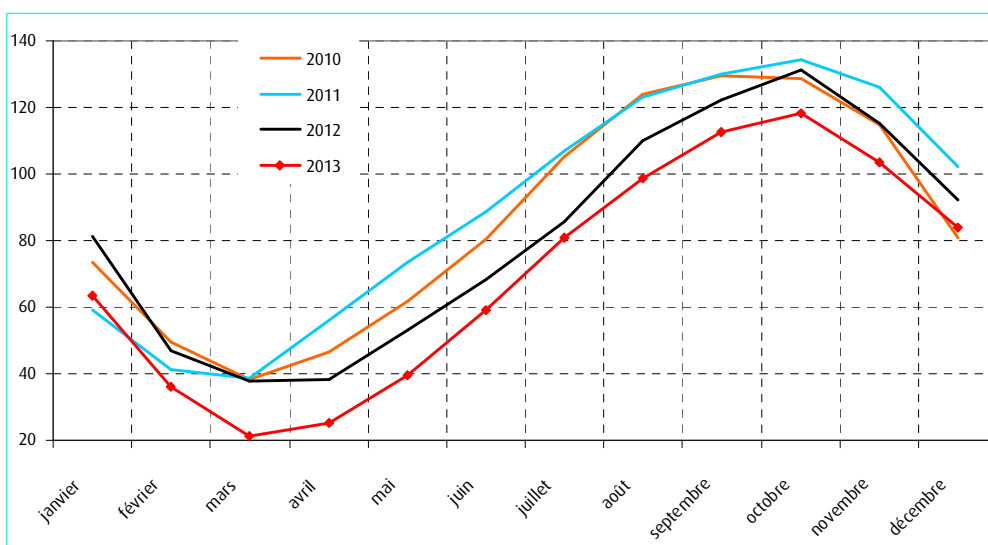
Des stocks historiquement bas

Le niveau des stocks au 1^{er} janvier 2013 était particulièrement bas (92,3 TWh). De février à novembre 2013, le niveau des stocks utiles est resté inférieur aux niveaux des années précédentes. Fin mars 2013, après la vague de froid intense et persistante de février, le déficit par rapport à 2012 a ainsi culminé à 43 %, avec 21,3 TWh disponibles dans les réserves souterraines, soit à peu près l'équivalent de quinze

jours de consommation du mois d'avril. Fin 2013, les températures relativement clémentes en l'absence d'incidents sur les importations ont permis de limiter les soutirages et de terminer l'année avec un stock de 84,1 TWh, en retrait de 9 % par rapport à fin 2012 et de 18 % par rapport à fin 2011, à peine supérieur à celui, historiquement bas, de fin 2010, qui avait été marqué par un automne particulièrement rigoureux. Sur l'ensemble de l'année, le soutirage des réserves souterraines s'est élevé à 6,7 TWh, contre 10 TWh en 2012.

Niveau des stocks utiles en fin de mois

En TWh PCS



Source : SOeS, enquête mensuelle sur la statistique gazière

3.5 Énergies renouvelables thermiques et déchets

Cette rubrique traite des énergies renouvelables, à l'exception des filières hydraulique, marémotrice, éolienne et photovoltaïque traitées dans la fiche électricité, ainsi que de la partie non renouvelable des déchets urbains incinérés.

Production primaire d'énergies renouvelables thermiques (EnRt) et déchets

Données non corrigées des variations climatiques, en ktep

	2011	2012	2013p	Variation 2011- 2012 (en %)	Variation 2012- 2013 (en %)
Combustibles renouvelables :					
bois-énergie	8 761	9 697	10 558	11	9
résidus de l'agriculture et des IAA*	236	303	296	28	- 2
déchets urbains renouvelables	1 151	1 253	1 237	9	- 1
biogaz	344	388	454	13	17
biocarburants	2 054	2 338	2 402	14	3
Combustibles non renouvelables :					
déchets urbains non renouvelables	1 151	1 253	1 237	9	- 1
Chaleur primaire renouvelable :					
solaire thermique	71	79	87	11	9
géothermie	183	192	192	5	0
pompes à chaleur	1 117	1 394	1 629	25	17
Total	15 069	16 898	18 091	12	7

p Provisoire

* Industries agroalimentaires

Source : SOeS, d'après les sources par filière

En 2013, la production primaire d'énergies renouvelables thermiques, déchets et biocarburants est estimée à 18 091 ktep, en hausse de 7 % sur l'année, après avoir enregistré une forte progression de 12 % en 2012.

Biomasse solide (hors déchets)

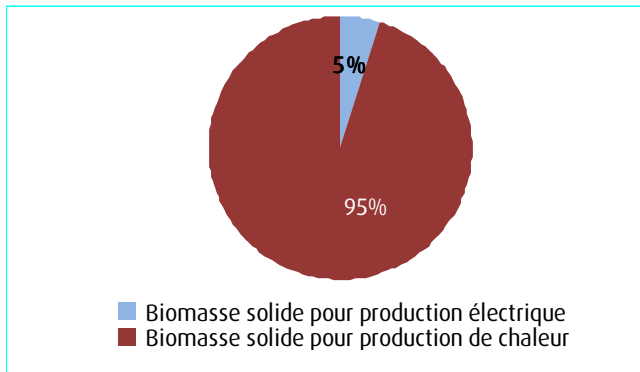
La production primaire de biomasse solide hors déchets renouvelables incinérés (bois-énergie et résidus de l'agriculture et des industries agroalimentaires) progresse de 9 % en 2013, du fait du bois-énergie qui représente la quasi-totalité de cette production (97 %). En effet, ce dernier augmente aussi de 9 %, en raison de l'accroissement des besoins pour le chauffage des ménages d'une part, et pour la production d'électricité d'autre part. A contrario, le ralentissement de la production dans l'industrie du papier-carton (- 3,1 % pour l'Indice de la production industrielle - IPI) modère cette hausse. La production de résidus de l'agriculture et des industries agroalimentaires baisse pour sa part légèrement, de 7 ktep, en raison d'un ralentissement de la production industrielle dans les industries agroalimentaires (IAA).

Les consommations réelles de renouvelables thermiques des ménages augmentent sous l'effet conjugué de températures hivernales plus froides que la moyenne (indice de rigueur de 1,064 en 2013 contre 0,973 en 2012) et des dispositifs de

soutien public aux équipements et à la rénovation thermique (crédit d'impôt, aides de l'Ademe, fonds chaleur). Ainsi en 2013, les ventes d'appareils de chauffage au bois augmentent, dans le prolongement des années antérieures. Avec une première estimation de 524 000 appareils vendus en 2013 contre 489 000 en 2012 et 467 000 en 2011, le parc français des appareils à bois ne cesse de progresser. Le segment des poêles à bois est le plus porteur : il représente 66 % des ventes et enregistre une progression de 13 % en 2013. Les ventes de chaudières augmentent quant à elles de 11 % et atteignent 21 500 unités vendues. En revanche, les ventes de cuisinières et de foyers fermés baissent respectivement de 9 % et 4 %. Plus de 70 % de ces ventes d'appareils de chauffage au bois-énergie constituent un primo équipement. Dans plus de 80 % des cas les appareils vendus sont destinés à l'équipement d'une résidence principale de type individuel. La hausse régulière de la consommation réelle dans le résidentiel individuel, estimée à 3 % en moyenne annuelle depuis 2006, s'explique notamment par cette hausse des ventes. Cependant, la meilleure performance des nouveaux appareils vient modérer la hausse de la consommation de bois-énergie. Les résultats de l'enquête logement 2013 réalisée par l'Insee devraient prochainement permettre de consolider ces estimations.

La production primaire de bois-énergie destinée à la production d'électricité progresse de 118 ktep, bénéficiant également de dispositifs de soutien (fonds chaleur, appels à projet Biomasse, chaleur, industrie, agriculture et tertiaire - BCIAT).

Type de valorisation de la biomasse solide (hors déchets) en 2013

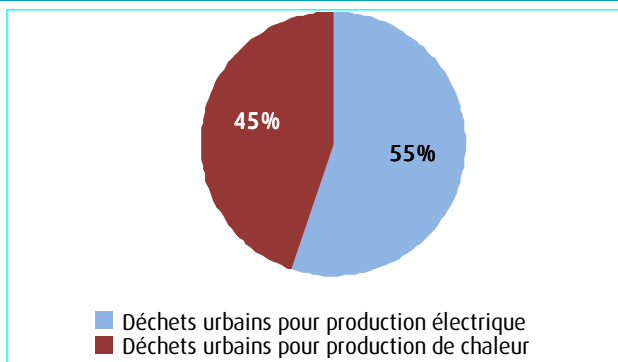


Sources : SOeS, enquête sur la production d'électricité, enquête sur le chauffage urbain et la climatisation urbaine, Insee (enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie et enquête logement), Ademe

Les déchets

En première estimation, la production primaire d'énergie à partir de déchets en 2013 s'établit à 2 474 ktep, en légère baisse (- 1 %) sur l'année, après une hausse de 8 % en 2012. Les productions électriques et thermiques issues des déchets urbains incinérés ont tendance à se stabiliser. Plus de la moitié (55 %) de la production primaire est destinée à la production d'électricité.

Type de valorisation des déchets urbains en 2013



Sources : SOeS (enquête sur la production d'électricité), Ademe (enquête sur les installations de traitement des ordures ménagères)

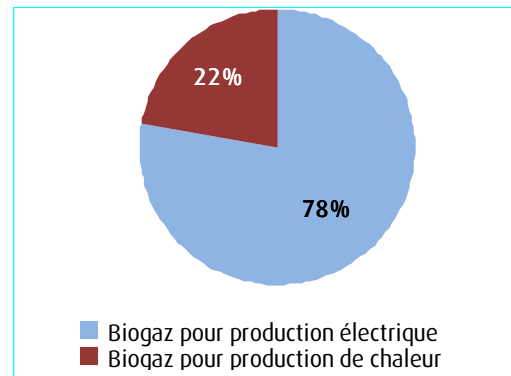
Par convention internationale, faute de donnée sur le sujet, la moitié des déchets urbains est considérée comme renouvelable.

Le biogaz

En 2013, la production primaire de biogaz est évaluée à 454 ktep, en première estimation, soit une progression de 17 %

sur l'année. En 2012, la production primaire avait augmenté de près de 13 %. Plus des trois-quarts de la production primaire de biogaz sont destinés à la production d'électricité.

Type de valorisation du biogaz en 2013



Sources : SOeS, enquête sur la production d'électricité, Ademe (enquête sur les installations de traitement des ordures ménagères), Observ'ER

Grâce à l'important dispositif d'aides publiques mis en place, comme le fonds chaleur et déchets, le tarif d'achat de l'électricité, la réglementation et la création d'un tarif d'achat pour l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz naturel, le plan énergie méthanisation autonomie azote (Émaa), la filière biogaz connaît une forte dynamique dans ses diverses composantes (méthanisation de résidus agricoles, industriels ou ménagers notamment mais aussi centres de stockage de déchets et stations d'épuration). Ainsi le volet méthanisation du plan Émaa a pour objectif de développer, à l'horizon 2020, 1 000 « méthaniseurs à la ferme ». Il y en avait moins d'une centaine fin 2012.

Grâce à la montée en puissance des unités mises en service récemment, la valorisation électrique croît à un rythme soutenu. En 2012, la production primaire de biogaz utilisé pour l'électricité était de 287 ktep pour une production électrique brute de plus de 1,2 téra-watt-heure (TWh). En 2013, on estime la production primaire utilisée pour l'électricité à 350 ktep et la production brute à 1,5 TWh. Avec l'arrivée à terme de chantiers en cours, la quantité de biogaz produite et sa valorisation sous ces diverses formes devraient s'accroître dans les prochaines années. Ainsi, en plus de la production électrique et de chaleur, la valorisation de biogaz en biométhane injecté dans le réseau devrait progresser.

Les biocarburants

Les mises à la consommation¹ de biocarburants sont restées globalement stables en 2013 (- 0,2 % d'après les données des Douanes).

¹ Les mises à la consommation sont égales à la production primaire de biocarburant plus les importations et variation de stock, moins les exportations.

Le biodiésel (incorporé au gazole) progresse de 1,0 %, le bioéthanol (incorporé à l'essence) baisse de 5,6 %. En 2013, le taux d'incorporation global de biocarburants atteint 6,8 % de la consommation totale de carburants (7,0 % pour le biodiésel et 5,7 % pour le bioéthanol).

Concernant le biodiésel, les mises à la consommation d'esters méthyliques d'huiles végétales (EMHV), qui en représentent 94 %, augmentent de 3 % entre 2012 et 2013. Les mises à la consommation d'esters méthyliques d'huiles animales (EMHA) progressent de 27 %, celles d'esters méthyliques d'huiles usagées (EMHU) sont en revanche en baisse (- 12 %), de même que celles de biogazole de synthèse qui s'effondrent, passant de 46 ktep en 2012 à 2 ktep en 2013.

Pour le bioéthanol, l'éthanol pur baisse de 8 % en 2013, tandis que les disponibilités d'éthanol incorporé à l'Ethyl-tertio-butyl-éther (ETBE) baissent plus modérément (- 1 %).

Le réseau de distribution des nouveaux carburants tel que le SP95-E10 ou le E85, à forte teneur en éthanol, continue de se développer. Ainsi, 4 456 stations-service soit 39 % des stations distribuent du SP95-E10. Fin 2013, l'E85 était distribué dans 363 stations. En 2013, les livraisons de SP95-E10 représentent 29 % du total de l'essence, d'après le Syndicat national des producteurs d'alcool agricole (SNPAA).

Le solaire thermique

En 2013, le parc des installations solaires thermiques est de 1,9 million de m² en première estimation, soit une progression de 8,8 % sur l'année après une hausse de 10,5 % en 2012. De ce fait, la production est de 87 ktep en 2013 et de 79 ktep en 2012. Cette production est calculée en utilisant la méthodologie relative à la comptabilisation de la chaleur solaire thermique préconisée dans le cadre de la directive et recommandée par Eurostat (*voir annexe 7*).

Si le parc et la production continuent d'augmenter, les ventes de systèmes solaires combinés chauffage et eau chaude (SSC) et des chauffe-eau solaires individuels (Cesi) baissent respectivement de 18 % et 17 %. Ainsi les volumes de ventes de ces segments totalisent moins de 100 000 m².

La géothermie

Il est question dans ce bilan de la géothermie dite de « basse énergie » qui exploite des aquifères d'une profondeur supérieure à quelques centaines de mètres, à des fins de chauffage.

D'après les données les plus récentes disponibles, la production géothermique s'inscrivait en hausse en 2012 par rapport à 2011, notamment, du fait de la mise en service d'une nouvelle installation géothermique à Marne-la-Vallée (77). Diverses opérations de forage ou de rénovation sur des installations en Île-de-France devraient contribuer à une poursuite de la hausse dans les années à venir.

Plus de 80 % de cette production géothermique est issue des réseaux de chaleur, qui alimentent principalement des bâtiments du résidentiel et du tertiaire. L'essentiel de ces réseaux est situé en Île-de-France. Les 20 % restants concernent des installations isolées, telles des piscines, des thermes, des serres, ou encore des bassins de pisciculture.

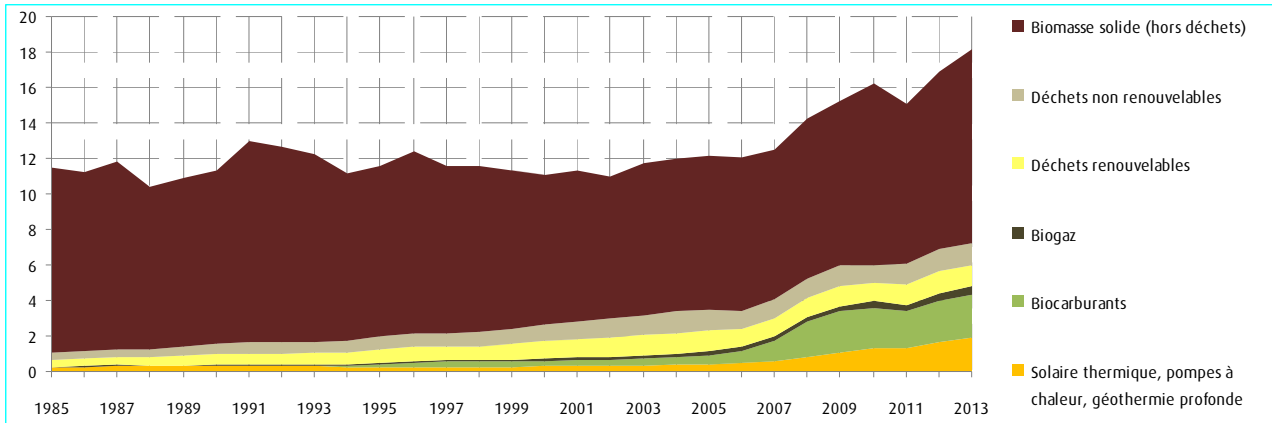
Les pompes à chaleur

Le parc de pompes à chaleur (PAC) installées en France continue de croître malgré des évolutions disparates en termes de ventes. D'après les chiffres du marché français publiés par Pac & Clim'Info, les ventes de pompes à chaleur aérothermiques progressent légèrement en 2013, par rapport à 2012, à près de 54 000 unités pour les PAC air/eau et à près de 80 000 unités pour les PAC air/air multisplits. Le niveau de ventes des PAC aérothermiques est ainsi comparable à celui observé en 2010 et 2011. Les ventes de chauffe-eau thermodynamiques poursuivent quant à elles leur progression, et dépassent 45 000 unités. À l'opposé, les ventes de pompes à chaleur géothermiques diminuent en 2013, à moins de 5 000 unités.

Dans les bâtiments tertiaires, la surface chauffée à partir de pompes à chaleur augmente à un rythme soutenu de 5,5 % en 2011 par rapport à l'année précédente, atteignant 44,4 millions de m², d'après les chiffres les plus récents diffusés par le Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (Ceren).

Évolution de la production primaire d'énergies renouvelables thermiques et déchets

Données non corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : SOeS, d'après les sources par filière

La part des différentes filières dans la production primaire évolue peu depuis 2009. La filière biomasse solide reste prédominante avec 10,8 Mtep (soit 60 % des énergies renouvelables thermiques et déchets). Sa part tend à se maintenir, après avoir fortement diminué entre 2005 et 2009 suite à la progression plus rapide des nouvelles filières, comme

les pompes à chaleur et biocarburants. Elle représentait 72 % des énergies thermiques et déchets en 2005.

La production primaire d'énergies renouvelables évolue de façon heurtée en raison notamment de l'influence de la filière bois-énergie particulièrement sensible aux variations climatiques. Le besoin de chauffage a augmenté entre 2011 et 2013 du fait d'une rigueur hivernale croissante.

Ensemble des énergies renouvelables

En ajoutant aux énergies renouvelables thermiques et déchets, la production d'électricité d'origine hydraulique (hors pompes), éolienne et photovoltaïque, comptabilisée dans la colonne électricité du bilan, et en retirant la partie non renouvelable des déchets urbains incinérés, on obtient la production primaire de l'ensemble des énergies renouvelables. Celle-ci atteint 24,8 Mtep en 2013 contre 22,4 Mtep en 2012.

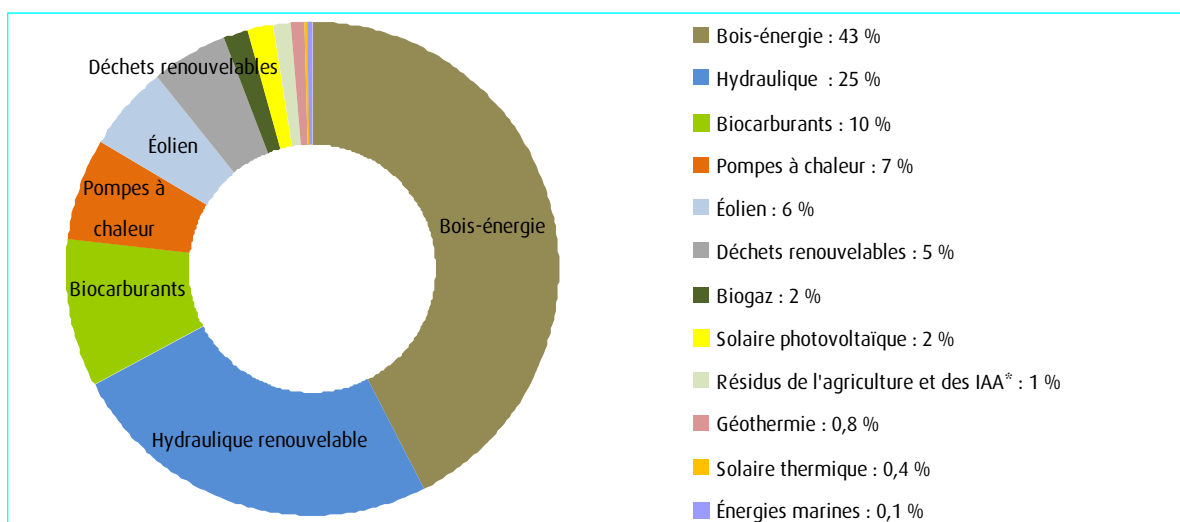
Plus de 60 % de la production primaire d'énergies renouvelables est issue de la biomasse : 43 % pour le bois-énergie, 10 % pour les biocarburants, 5 % pour les déchets urbains renouvelables, 2 % pour le biogaz et 1 % pour les résidus de l'agriculture et des IAA*.

L'électricité primaire renouvelable, regroupant l'hydraulique renouvelable, l'éolien et le photovoltaïque représente en 2013 le tiers de la production primaire.

La chaleur primaire d'origine aérothermique, géothermique ou solaire représente moins de 10 % de la production primaire d'énergies renouvelables.

Part de chaque filière dans la production primaire d'énergies renouvelables en 2013 (24,8 Mtep)

En %



* Industries agroalimentaires.

Champ : métropole.

Source : SOeS, d'après les sources par filière

3.6 L'approvisionnement en électricité

La production totale brute d'électricité se décompose en production primaire (hydraulique, éolienne, photovoltaïque et, par convention, nucléaire) et production secondaire réalisée dans les centrales thermiques classiques, y compris celles qui font de la cogénération. En 2013, la production primaire brute s'élève à 521,0 TWh ; elle progresse de 2,4 % après deux ans de stagnation et retrouve ainsi son niveau d'avant la crise de 2009. À cette production primaire, s'ajoute celle des centrales thermiques classiques « à flamme » (54,2 TWh), dont la baisse

s'est amplifiée en 2013 (- 3,2 % contre - 0,5 % entre 2011 et 2012).

En 2013, la production brute totale d'électricité en France métropolitaine a été assurée à 73,7 % par le nucléaire, à 13,3 % par l'hydraulique, à 9,4 % par le thermique classique, tandis que l'éolien représente moins de 3 % et le photovoltaïque moins de 1 %.

Production brute totale d'électricité

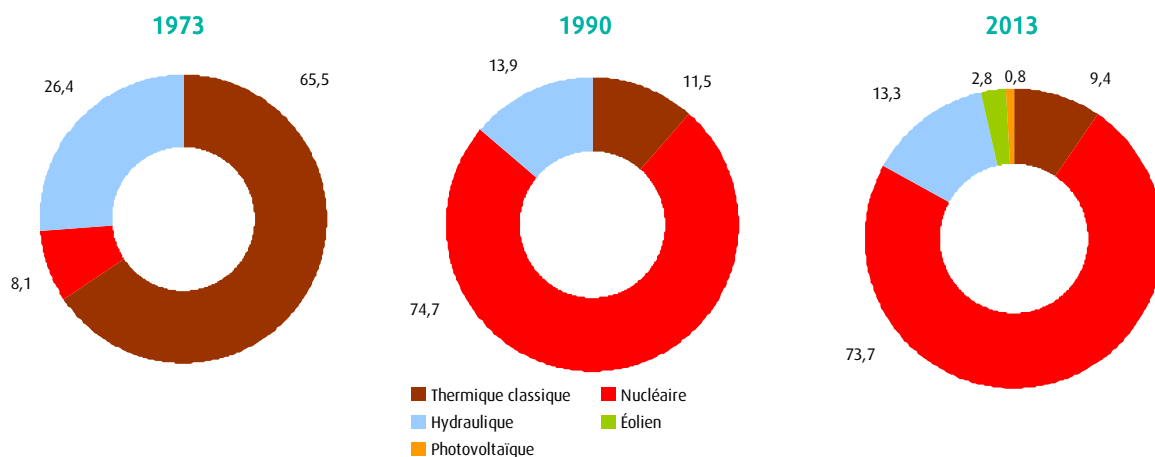
En TWh

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Taux de croissance annuel par an (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Thermique classique	119,5	48,2	55,7	56,2	56,0	54,2	- 5,2	1,2	0,1	- 0,5	- 3,2
Nucléaire	14,8	313,7	436,8	442,4	425,4	423,7	19,7	2,8	0,1	- 3,8	- 0,4
Hydraulique	48,1	58,3	66,4	50,3	64,2	76,7	1,1	1,1	- 3,0	27,5	19,6
Éolien	-	-	0,3	12,1	14,9	15,9	-	-	52,6	23,7	6,5
Photovoltaïque	-	-	-	2,1	4,0	4,7	-	-	-	93,3	16,1
Total	182,4	420,1	559,1	563,1	564,5	575,1	5,0	2,4	0,1	0,2	1,9
dont électricité primaire	62,9	372,0	503,4	506,8	508,5	521,0	11,0	2,6	0,1	0,3	2,4

Source : RTE, EDF, SOeS (enquête annuelle sur la production d'électricité)

Structure de la production totale brute d'électricité

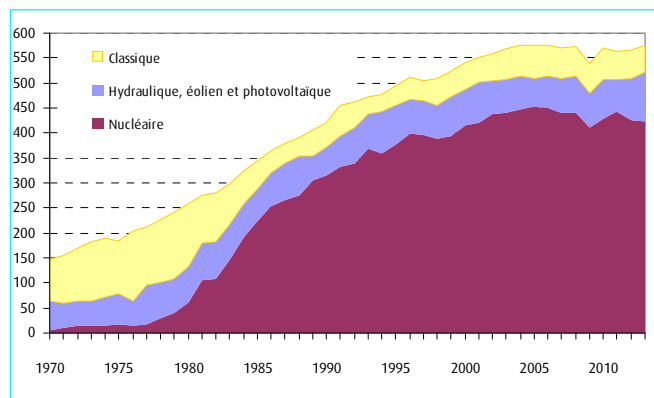
En %



Source : RTE, EDF, SOeS (enquête annuelle sur la production d'électricité)

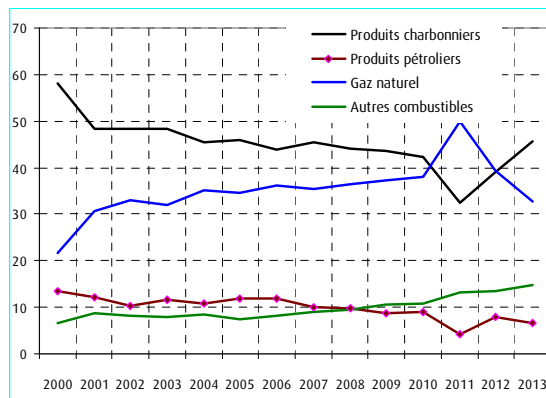
Production brute d'électricité

En TWh



Mix électrique thermique classique : répartition de la production selon le combustible

En %



Source : calculs SOeS, d'après RTE, EDF et producteurs d'électricité

À 423,7 TWh en 2013, la production nucléaire brute est en léger repli (- 0,4 %) après la baisse sensible de 3,8 % constatée en 2012. La performance du parc nucléaire résulte de l'effet de deux paramètres : la disponibilité technique des réacteurs, mesurée par le coefficient de disponibilité du parc, et l'utilisation effective de la capacité disponible par EDF, mesurée par le coefficient d'exploitation. Le coefficient de disponibilité du parc varie entre 78 % et 80 % depuis plusieurs années, en fonction du calendrier des maintenances et des visites décennales programmées par l'exploitant. Le calendrier des maintenances avait programmé en 2013 des arrêts prolongés de plusieurs tranches : le coefficient de disponibilité nucléaire⁴ annuel moyen s'établit ainsi à 78,0 % en 2013 contre 79,7 % en 2012 et 80,7 % en 2011. Le coefficient de disponibilité avait atteint un pic de 83,6 % en 2006, puis trois années de baisse l'avaient ramené à 78,0 % en 2009, soit sa valeur pour 2013. Le gain des deux années de redressement, en 2010 et 2011, a donc été annulé par les baisses de 2012 et 2013. En revanche, les réacteurs disponibles ont été plus sollicités en 2013. Le coefficient d'utilisation des tranches disponibles s'élève à 93,6 % en 2013 contre 91,8 % en 2012. La production nucléaire représente 73,7 % de la production totale en 2013 contre 75,4 % en 2012.

La part du nucléaire dans la production totale d'électricité semble diminuer tendanciellement depuis le milieu des années 2000, période où elle oscillait autour de 78 % avec un coefficient de disponibilité supérieur à 82 %. Elle a atteint son maximum en 2011, à 78,6 % de la production électrique totale,

en raison à la fois de conditions climatiques exceptionnelles qui ont pénalisé la production hydraulique et d'une très bonne disponibilité des réacteurs.

Après avoir atteint son plus bas niveau historique en 2011 et progressé de 27,5 % en 2012, la production hydraulique brute (y compris pompage) augmente de 19,6 % en 2013 (76,7 TWh et 13,3 % de la production électrique totale), et atteint son plus haut niveau depuis 2002. L'année 2013 a été exceptionnellement pluvieuse, particulièrement le printemps.

La production éolienne a continué d'augmenter en 2013, mais à un rythme quatre fois moins soutenu qu'en 2012 (+ 6,3 %, contre + 27,5 % entre 2011 et 2012). Le ralentissement de la croissance du parc installé explique en grande partie l'évolution de la production. Énergie intermittente, en lien avec les conditions météorologiques, la part de l'éolien dans la production totale varie du simple au double selon les mois, mais elle n'atteint pas encore les 3 % sur l'ensemble de l'année.

La production de la filière solaire photovoltaïque croît également à un rythme nettement ralenti par rapport à 2012. Après avoir quasiment doublé entre 2011 et 2012, elle progresse de 17,3 % en 2013 pour atteindre désormais 0,8 % de la production totale. Comme pour la filière éolienne, le ralentissement du raccordement de nouvelles installations explique que la production augmente désormais moins vite que par le passé.

⁴ Ce coefficient exprime l'aptitude du parc à fournir de l'énergie, qu'elle soit ou non appelée par le réseau électrique. Les périodes d'indisponibilité comprennent les arrêts programmés, pour entretien ou renouvellement des combustibles, et les arrêts non programmés (incidents).

Au final, en 2013, comme en 2012, la moindre disponibilité du parc nucléaire a été compensée par la production des filières renouvelables (hydrauliques, éoliennes et photovoltaïques), favorisées par des conditions météorologiques propices.

À la production primaire d'électricité s'ajoute la production dite « secondaire », obtenue par transformation d'une autre énergie : la production thermique classique, encore appelée thermique « à flamme », qui fait appel à un combustible, fossile ou non, renouvelable ou non.

La production thermique classique brute recule en 2013 (- 3,2 %). La filière comprend notamment les moyens de production dits « de pointe », qui sont mis en œuvre ponctuellement pour répondre à des pics de consommation quand les moyens de base ou de semi-base ne suffisent plus. Ces « moyens de pointe », qui consomment principalement des combustibles fossiles, jouent un rôle d'appoint dans la production et de ce fait ont été relativement peu sollicités en 2013, en raison de la forte production renouvelable disponible, hydraulique mais aussi électricité éolienne et photovoltaïque.

Certaines centrales thermiques classiques produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur, elles sont dites alors de « cogénération », et leur rendement global est particulièrement élevé. Un peu plus du tiers de l'électricité produite par la filière thermique classique est issu de la cogénération.

Si la majeure partie de l'électricité est produite par des énergéticiens dont c'est l'activité principale, une autre partie est générée par des entreprises qui n'ont pas pour activité principale la production d'énergie. Il s'agit alors d'auto-producteurs, c'est-à-dire le plus souvent d'industries qui produisent l'électricité qu'ils consomment (autoconsommation) et qui revendent éventuellement le surplus sur le réseau. Le quart de l'électricité produite par la filière thermique classique est générée par des auto-producteurs, soit 14,3 TWh pour une production thermique brute totale de 56 TWh en 2012. Bien

souvent, il s'agit d'installations de cogénération qui produisent à la fois la chaleur et l'électricité nécessaire à leur activité (industrie du papier, chimie...). Près des deux-tiers de l'électricité produite par les auto-producteurs sont générés par des installations de cogénération, soit 9,1 TWh sur une production thermique brute totale des auto-producteurs s'élevant à 14,3 TWh en 2012.

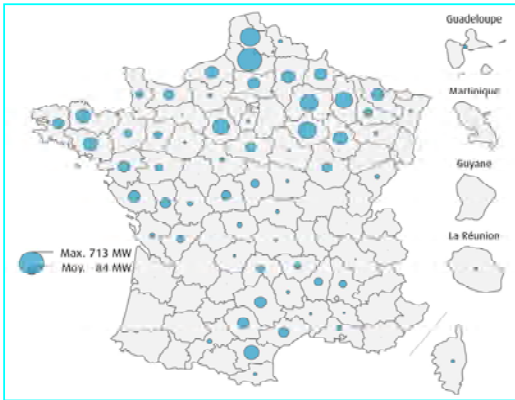
Parmi les grandes centrales à combustible fossile, le recours à la filière charbon a été privilégié en 2013 comme en 2012, le contexte économique restant inchangé : faible prix du combustible et bas prix du CO₂. La filière gaz, constituée principalement des centrale à cycle combiné au gaz (CCCG), pourtant prisée pour son rendement énergétique et ses faibles émissions de gaz à effet de serre, pâtit des prix élevés du gaz naturel.

La production électrique de la filière charbon progresse de 14 %, mais ne représente que 4,3 % de la production électrique totale en 2013, en légère progression par rapport à 2012 (3,9 %).

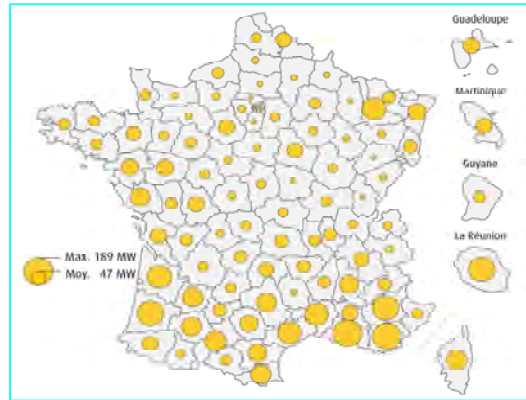
Sur l'ensemble du parc installé, le charbon a toujours été le combustible dominant, à l'exception notable de l'année 2011 où le gaz naturel a généré la moitié de l'électricité d'origine thermique classique, et de l'année 2012 où gaz et charbon ont fait jeu égal. Les produits pétroliers ne sont plus utilisés que marginalement (moins de 1 % en 2013), tandis que d'autres combustibles apparaissent, souvent d'origine renouvelable (ordures ménagères, biomasse, biogaz). Cette dernière catégorie ne représente toutefois qu'un peu plus de 1 % de la production électrique totale.

Puissances éoliennes et photovoltaïques raccordées au réseau au 31 décembre 2013

Éolien

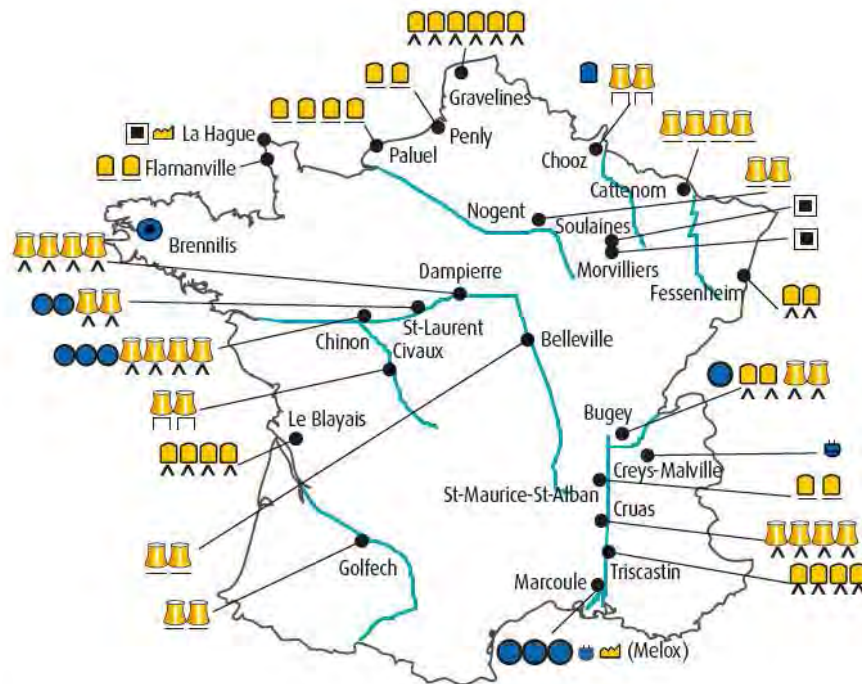


Solaire photovoltaïque



Source : SOeS, d'après ERDF, RTE, SEI et les principales ELD

Les sites nucléaires en France : situation au 1^{er} janvier 2014



<ul style="list-style-type: none"> ● Réacteur gaz - eau lourde ☪ Réacteur à neutrons rapides □ Réacteur à eau ordinaire sous pression (REP) refroidissement circuit ouvert ▭ Réacteur à eau ordinaire sous pression (REP) refroidissement circuit fermé, tours ⚙ Usine de retraitement ■ Stockage de déchets 	<p>Situation des unités installées</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 58 tranches, 63,1 GW ■ déclassées : 13 unités, 4,1 GW <p>Palier REP standardisé</p> <ul style="list-style-type: none"> ▲ palier REP 900 MW (34 tranches) — palier REP 1 300 MW (20 tranches) □ palier N4 1 450 MW (4 tranches)
--	---

Source : EDF, Autorité de sûreté nucléaire

La production d'électricité d'origine renouvelable progresse de 21,7 % en 2013, à 98,6 TWh, grâce essentiellement au dynamisme de la production hydraulique renouvelable (+ 15,5 TWh, soit + 27,6 % en 2013). S'y ajoutent les hausses des productions éoliennes (+ 1 TWh) et photovoltaïque (+ 0,6 TWh), et dans une moindre mesure celle du thermique classique à combustible renouvelable (+ 0,4 TWh).

Ainsi, la part de l'électricité d'origine renouvelable dans la production électrique totale brute gagne 2,7 points pour s'établir à 17,1 % en données réelles.

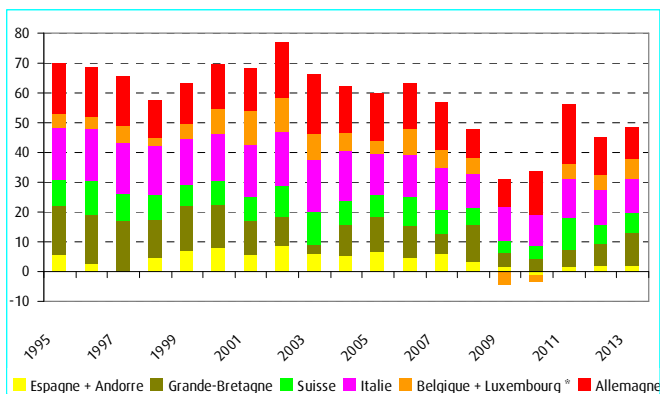
Le solde des échanges extérieurs physiques, globalement exportateur, augmente de 7,8 % en 2013 après avoir régressé de 20 % en 2012. Les exportations physiques d'électricité ont globalement progressé de 5,6 % en 2013, tandis que les importations baissent de 2,5 %. Le solde exportateur des échanges physiques vers la Grande-Bretagne et la Belgique a

fortement augmenté (respectivement de + 54,0 % et + 29,6 %), et dans une moindre mesure vers l'Italie (+ 3,2 %). Ce solde s'est en revanche réduit de 9,3 % avec l'Espagne, et de 15,3 % à la frontière franco-allemande, deux pays qui ont bénéficié d'une forte production renouvelable « fatale » (éolienne notamment), prioritaire à l'injection sur les réseaux.

La hausse du solde exportateur en 2013 a pour effet une amélioration du taux d'indépendance énergétique relatif à l'électricité, rapport entre la production primaire d'électricité et le total des disponibilités (soit la production primaire nette des pompages et du solde exportateur). À 110,3 %, le taux d'indépendance énergétique relatif à l'électricité retrouve son niveau de 2008, très loin des pics atteints en 2002 (118,1 %) et 1995 (118,2 %).

Solde exportateur des échanges physiques d'électricité avec l'étranger **Commerce extérieur d'électricité**

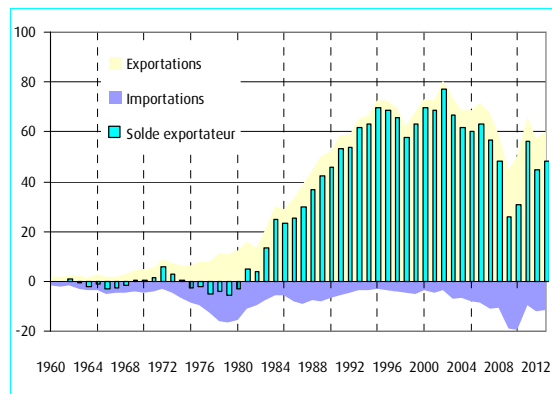
En TWh



* En 2009 et 2010, le solde exportateur des échanges avec l'ensemble Belgique + Luxembourg est négatif. En 2010, le solde avec l'Espagne est négatif.

Source : calculs SOeS, d'après RTE, EDF

En TWh



Source : calculs SOeS, d'après RTE, EDF

Flux physiques et flux contractuels

Dans ce bilan, les flux utilisés pour déterminer les importations et les exportations d'électricité concernent les flux physiques et non les flux contractuels. Ils sont la somme des flux transitant sur les lignes RTE (lignes d'interconnexion référencées par l'UCTE et autres lignes transfrontalières), des flux transitant sur les réseaux de distribution et des compensations au titre des droits d'eau. Le solde des échanges physiques diffère de celui des transactions contractualisées. L'essentiel de la différence s'explique par le fait que le solde des échanges physiques intègre en plus de celui des échanges contractualisés :

- des échanges sur les autres lignes frontalières ; ces dernières alimentent Jersey, Andorre et des industriels étrangers ;
- des échanges réalisés sur les réseaux de distribution (importations d'Italie vers la Corse, exportations vers la Suisse et l'Espagne) ;
- des compensations au titre des droits d'eau pour les centrales hydroélectriques frontalières à participation française. Lorsque la centrale n'est pas reliée au réseau français, la quote-part française de sa production doit être comptabilisée à la fois en production et en exportation, tandis que la quote-part française des pompages doit être comptabilisée en pompages et en importations.

Dans cette définition les flux sont affectés, en provenance et en destination, au pays frontalier et non pas au pays réellement consommateur ou producteur de l'électricité échangée, qui parfois ne fait que transiter par le pays frontalier.

Les échanges « contractuels » sont, comme leur nom l'indique, la somme des échanges résultant de contrats.

Seuls les échanges entre réseaux de transport sont alors comptabilisés, et le flux physique entre ou sort de France à une frontière qui n'est pas nécessairement celle du pays acheteur ou vendeur. Ainsi l'électricité vendue à la Belgique peut sortir de France à la frontière franco-allemande et l'échange physique sera affecté à l'Allemagne.

Le choix de l'un ou l'autre concept dépend de l'usage que l'on veut en faire :

D'une part, les bilans électriques, pour être équilibrés, doivent être exprimés en flux physiques, d'autre part, si l'on souhaite faire une analyse des transactions, il conviendra de considérer les flux contractuels.

Ainsi, dans la présente publication, le concept de flux physique est utilisé dans le cadre du bilan de l'énergie, alors que le concept de flux contractuel sert à estimer la facture électrique.



4. La transformation et l'acheminement de l'énergie en France



4.1 La transformation et l'acheminement de l'énergie en France en 2013 : diminution du raffinage, rebond d'activité des centrales à charbon

Entre les sources d'énergie primaire extraites du sous-sol et le consommateur final, il y a l'activité de la branche énergie, qui intervient pour fabriquer et livrer à l'utilisateur l'énergie qui correspond à sa demande. Ceci inclut le raffinage du pétrole, la cokéfaction du charbon, l'activité des centrales thermiques qui utilisent l'énergie primaire fossile (gaz, charbon, pétrole), renouvelable ou nucléaire pour la transformer en électricité. Sont aussi inclus le transport et la distribution de l'énergie jusqu'à l'utilisateur final.

Ces opérations indispensables comportent inévitablement des consommations intermédiaires et des pertes, proportionnelles à l'activité. Les pertes de loin les plus importantes en volume sont celles du nucléaire, puisque la convention internationale est de considérer que l'énergie restituée sous forme d'électricité est égale à un tiers de l'énergie totale dégagée par la fission des noyaux des atomes de combustibles nucléaires. Les deux autres tiers sont comptabilisés comme des pertes : il s'agit par exemple de la chaleur qui produit le panache de vapeur d'eau au-dessus des centrales. Cette convention explique le très gros écart entre les électricités primaire et finale d'origine nucléaire. Les centrales thermiques classiques ont également des pertes

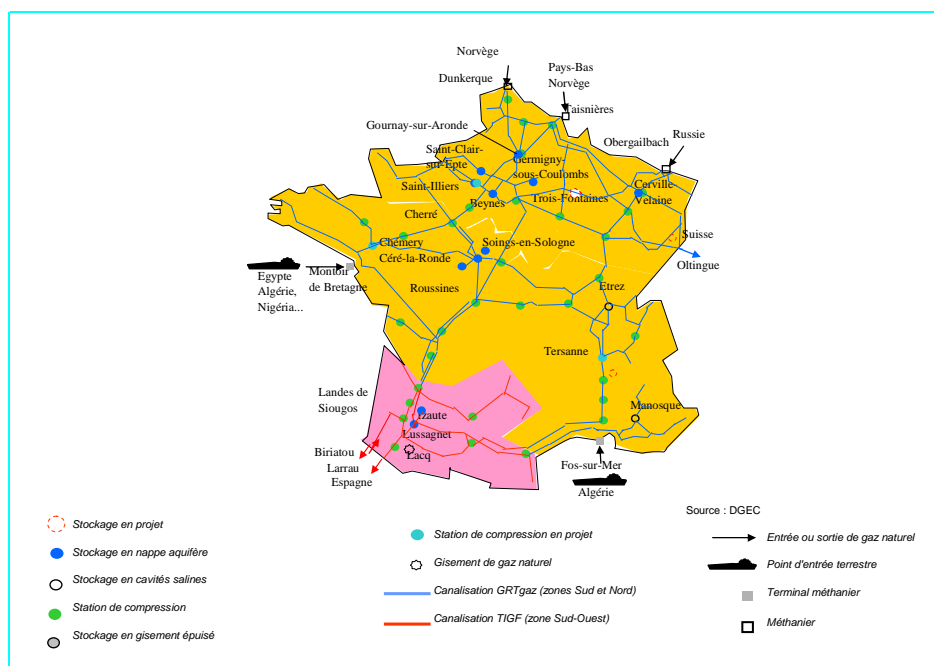
de rendement du même ordre, mais qui, en France, représentent des volumes beaucoup moins importants.

En 2013, les centrales thermiques ont ainsi consommé un peu plus de 10 Mtep pour la production d'électricité, en hausse par rapport à 2012 (+ 1,6 %). Ceci est dû à la forte sollicitation des centrales à charbon et des centrales brûlant des combustibles renouvelables (bois, biogaz...) et des déchets – les autres centrales thermiques, fioul et gaz, ont au contraire réduit leurs consommations.

Ainsi, l'activité de raffinage a encore diminué en 2013. Ce sont seulement 57 Mt de pétrole brut et assimilé qui ont été traités en France métropolitaine, soit une baisse de 1 Mt (- 2 % par rapport à 2012). Le taux d'utilisation de la capacité de distillation atmosphérique remonte à 87 % en 2013 ; cette remontée est notamment imputable à la fermeture de la raffinerie de Petit-Couronne dont le facteur moyen de service avait été de 32 % en 2012 pour cause d'arrêt prolongé.

La marge de raffinage a régressé à 18 €/t en 2013, soit seize euros de moins que l'année précédente. Toutefois, elle reste supérieure à la marge observée en 2011 qui avait alors atteint un plancher de 14 €/t.

L'acheminement de l'énergie en France : réseaux de gaz



Source : DGEC





5. La consommation d'énergie par source primaire en France



5.1 La consommation d'énergie primaire en France en 2013 : à températures équivalentes, la consommation primaire d'énergie est stabilisée depuis 2009 autour de 260 Mtep

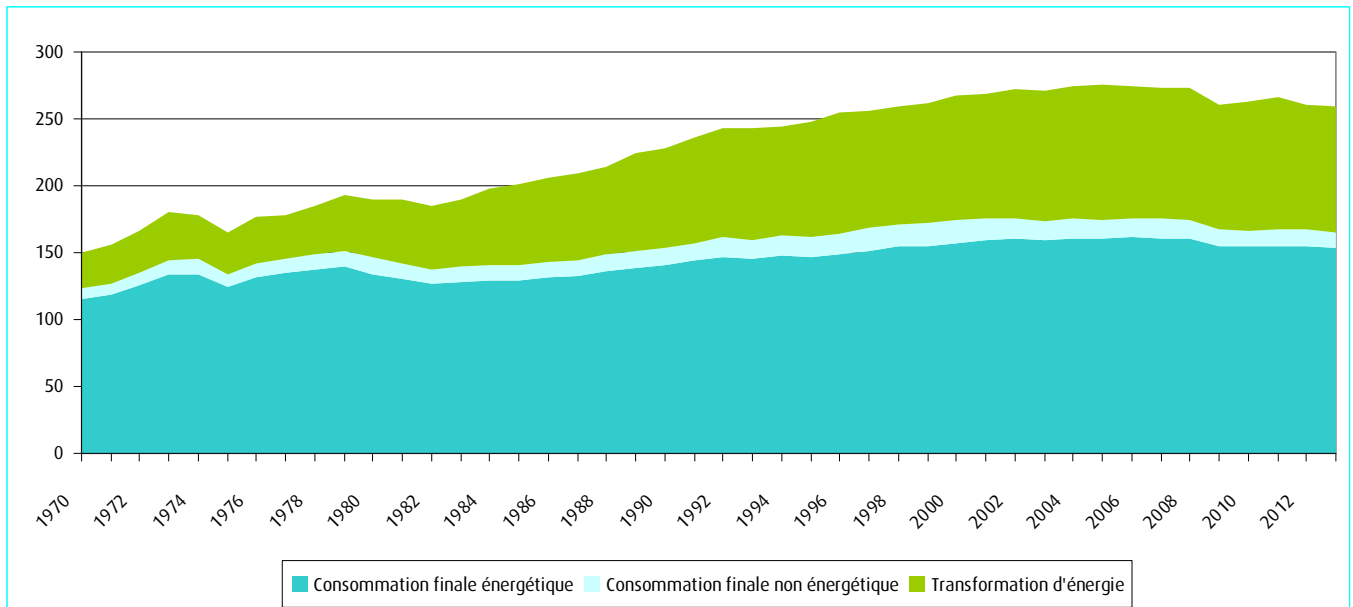
En 2013, la consommation d'énergie primaire a approché les 262 Mtep, en augmentation légère (+ 0,7 %) par rapport à 2012.

En revanche, lorsqu'on tient compte des températures en 2013, plus froides, notamment pendant la saison de chauffe, la consommation d'énergie primaire corrigée des variations climatiques est au contraire inférieure à celle de 2012. La

consommation d'énergie primaire tourne donc depuis deux ans autour de 260 Mtep, soit au niveau atteint au plus fort de la crise économique, en 2009.

Évolution de la consommation d'énergie primaire par usage

En Mtep, corrigée des variations climatiques



Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

La consommation finale non énergétique diminue nettement pour la deuxième année consécutive, traduisant la poursuite du recul de l'activité industrielle en France : avec un peu plus de 11 Mtep, elle atteint un plancher qui n'avait pas été observé depuis le début des années 1980.

En 2013, la consommation finale énergétique atteinte 154 Mtep, également en baisse depuis 2011. Elle se situe entre 154 et 155 Mtep par an depuis la crise économique de 2008, soit - 5 Mtep par rapport à son niveau du début des années 2000.

La consommation de la branche énergie est pour sa part

quasiment stable en 2013, après avoir fortement diminué en 2012.

La relative stabilité de la consommation finale énergétique résulte d'évolutions différentes suivant les secteurs. La consommation du secteur résidentiel-tertiaire, principal consommateur, d'une part, et de l'agriculture, d'autre part, sont stables sur moyenne période, tandis que la consommation des transports tend à décliner doucement et celle de l'industrie plus franchement.

Consommation d'énergie primaire par usage

En Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973	Entre 1990	Entre 2002	Entre 2011	Entre 2012
							et 1990	et 2002	et 2011	et 2012	et 2013
Réelle	182,4	224,6	266,5	259,2	260,0	261,7	1,2	1,4	- 0,3	0,3	0,7
Corrigée des variations climatiques	179,7	228,3	272,0	265,7	260,9	259,6	1,4	1,5	- 0,3	- 1,8	- 0,5
dont transformation énergie	35,1	75,2	96,7	98,2	93,9	94,1	4,6	2,1	0,2	- 4,4	0,3
dont finale énergétique	133,6	140,7	160,6	155,2	155,1	154,1	0,3	1,1	- 0,4	0,0	- 0,7
dont non énergétique	10,9	12,4	14,7	12,4	11,9	11,3	0,8	1,4	- 1,9	- 3,7	- 4,8

Source : calculs SOEs, d'après les sources par énergie

Consommation d'énergie primaire par forme d'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973	Entre 1990	Entre 2002	Entre 2011	Entre 2012
							et 1990	et 2002	et 2011	et 2012	et 2013
Électricité primaire *	7,7	83,2	113,4	116,6	114,2	114,4	15,0	2,6	0,3	- 2,0	0,1
Pétrole	121,5	88,3	94,1	82,7	79,7	77,9	- 1,9	0,5	- 1,4	- 3,6	- 2,2
Gaz	13,2	26,3	40,0	40,1	38,5	37,5	4,1	3,6	0,0	- 3,9	- 2,5
EnRt et déchets **	9,4	11,4	11,7	16,6	17,4	17,9	1,1	0,2	4,0	4,7	3,0
Charbon	27,8	19,2	12,8	9,8	11,1	11,8	- 2,2	- 3,3	- 2,9	12,8	6,6
Total	179,7	228,3	272,0	265,7	260,9	259,6	1,4	1,5	- 0,3	- 1,8	- 0,5

* Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque

** Énergies renouvelables thermiques et déchets

Source : calculs SOEs, d'après les sources par énergie

Le bouquet énergétique primaire de la France est stable depuis le milieu des années 2000, avec 44 % d'électricité primaire, environ 30 % de pétrole et près de 15 % de gaz, le reste se répartissant entre renouvelables thermiques et déchets, et charbon. Depuis deux ans, la tendance est à l'augmentation de ces deux derniers.

Les énergies renouvelables et la valorisation des déchets représentent presque 7 % du bouquet énergétique, à près de 18 Mtep en données corrigées des variations climatiques – établissant ainsi un nouveau record après celui de l'an dernier. Le charbon a pour sa part grimpé de moins de 10 Mtep à près de 12 Mtep en deux ans, atteignant désormais 4,5 % du bouquet énergétique primaire de la France. *A contrario*, pétrole et gaz sont en perte de vitesse ; en deux ans, leur consommation primaire a diminué de 6 %.

En 2013, comme en 2012, c'est la consommation primaire corrigée des variations climatiques de gaz qui diminue le plus (- 2,5 %). Cette évolution est due au moindre recours aux centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel, notamment les

centrales à cycle combiné gaz (CCCG). Pour la deuxième année consécutive, la consommation primaire de pétrole a également nettement diminué. Avec 78 Mtep, elle fixe un nouveau plancher record.

Structure de la consommation d'énergie primaire

Données corrigées des variations climatiques, en %

	1973	1990	2002	2011	2012	2013
Électricité primaire *	4,3	36,4	41,7	43,9	43,8	44,1
Pétrole	67,6	38,7	34,6	31,1	30,5	30,0
Gaz	7,4	11,5	14,7	15,1	14,8	14,5
EnRt et déchets **	5,2	5,0	4,3	6,2	6,7	6,9
Charbon	15,5	8,4	4,7	3,7	4,2	4,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

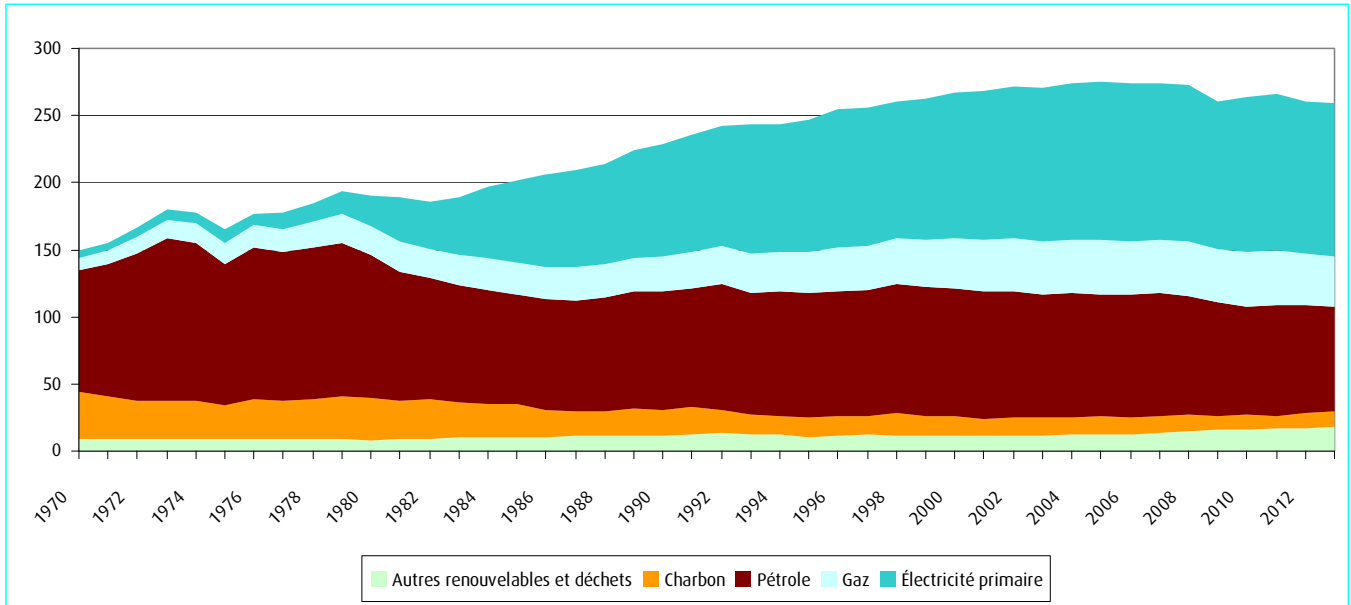
* Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque

** Énergies renouvelables thermiques et déchets

Source : calculs SOEs, d'après les sources par énergie

Évolution de la consommation d'énergie primaire

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

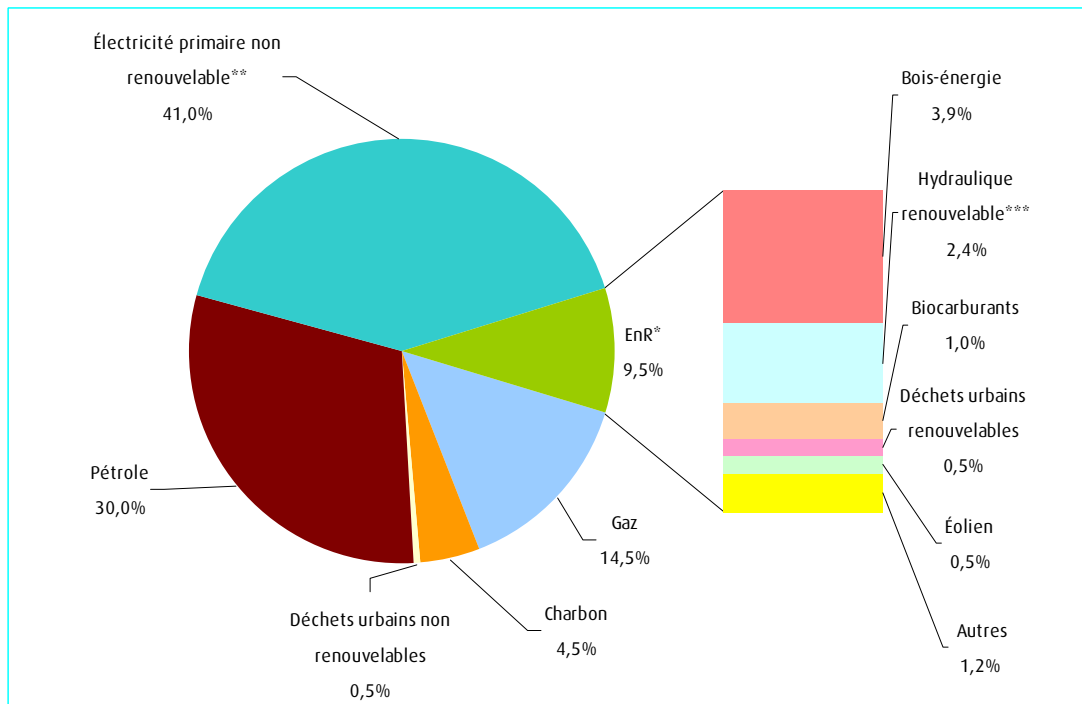


Source : calculs SOEs, d'après les sources par énergie

Répartition de la consommation d'énergie primaire

Données corrigées des variations climatiques

(259,6 Mtep en 2013)



* EnR : énergies renouvelables.

** Comprend la production nucléaire, déduction faite du solde exportateur d'électricité (pour simplifier, le solde exportateur d'électricité est retranché de l'électricité nucléaire) et la production hydraulique par pompage.

*** Hydraulique hors pompage.

Source : calculs SOEs, d'après les sources par énergie

Consommation d'énergie finale par forme d'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Pétrole	85,4	70,8	75,0	66,0	64,3	63,4	- 1,1	0,5	- 1,4	- 2,6	- 1,4
Électricité	13,0	25,9	34,4	37,0	37,7	38,0	4,2	2,4	0,8	1,9	0,6
Gaz	8,7	23,3	34,7	32,6	32,9	31,9	6,0	3,4	- 0,7	0,9	- 2,9
Énergies renouvelables	8,9	10,5	9,9	14,2	15,0	15,3	1,0	- 0,4	4,1	5,6	2,4
Charbon	17,7	10,2	6,5	5,4	5,2	5,5	- 3,2	- 3,6	- 2,1	- 3,2	4,5
Total énergétique	133,6	140,7	160,6	155,2	155,1	154,1	0,3	1,1	- 0,4	0,0	- 0,7
Non énergétique	10,9	12,4	14,7	12,4	11,9	11,3	0,8	1,4	- 1,9	- 3,7	- 4,8
Total consommation finale	144,6	153,1	175,3	167,5	167,0	165,4	0,3	1,1	- 0,5	- 0,3	- 1,0

Source : calculs SOEs, d'après les sources par énergie

Structure de la consommation énergétique finale par forme d'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en %

	1973	1990	2002	2011	2012	2013
Pétrole	63,9	50,3	46,7	42,5	41,5	41,1
Électricité	9,7	18,4	21,4	23,9	24,3	24,6
Gaz	6,5	16,6	21,6	21,0	21,2	20,7
Énergies renouvelables	6,7	7,4	6,2	9,1	9,7	10,0
Charbon	13,3	7,3	4,1	3,5	3,4	3,5
Total énergétique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Source : calculs SOEs, d'après les sources par énergie

5.2 Charbon : la hausse de la consommation se poursuit pour la deuxième année consécutive

Pour la deuxième année consécutive, la consommation primaire de charbon corrigée des variations climatiques a fortement augmenté : + 6,6 % en 2013, après + 12,8 % en 2012. Il faut remonter à 2008 pour retrouver un niveau légèrement supérieur. Ces deux dernières années sont exceptionnelles par rapport à la tendance de long terme : celle-ci est orientée plutôt à la baisse, en raison du recul de l'industrie nationale, et notamment de la sidérurgie, ainsi que de la fermeture de certaines unités de production des centrales à charbon. Le dynamisme observé en 2013 s'explique par un recours important au charbon à la fois dans les centrales électriques et dans l'industrie sidérurgique.

Dans le secteur de l'énergie, la demande des centrales à charbon a encore progressé en 2013, à 4,9 Mtep, soit une hausse de 12,8 % par rapport à son niveau de 2012. Elle retrouve ainsi son niveau de 2009. La production d'électricité à base de charbon, proche de 25 TWh (22 TWh en 2012), a compté en 2013 pour 46 % de la production d'électricité thermique classique (32 % en 2012). La production électrique de la filière charbon progresse de 14 %, mais ne représente que 4,3 % de la production électrique totale en 2013, en légère progression par rapport à 2012 (3,9 %). Le « retour en grâce » du charbon dans le bouquet électrique est donc modeste si on le

compare à d'autres pays européens (40 % en Allemagne et 39 % en Grande-Bretagne en 2012).

La consommation finale corrigée des variations climatiques, avec 5,5 Mtep en 2013, s'améliore par rapport à 2012 (+ 4,5 %). Son profil est étroitement lié à la demande de la sidérurgie. Si la production totale d'acier s'est stabilisée entre 2012 et 2013 (+ 0,2 %), la consommation énergétique du secteur s'est modifiée en raison d'un important effet de structure : une forte baisse de la filière électrique (- 10,7 %) et une hausse sensible de la filière à oxygène (+ 7,2 %), celle qui consomme la majorité du charbon. L'évolution de l'activité se répercute naturellement sur les besoins en charbon du secteur : + 7,0 % pour l'ensemble des produits charbonniers (houille et coke) entre 2012 et 2013, pour un total de 3,9 Mtep, soit 72 % de la consommation finale et 33 % de la consommation primaire de charbon.

Dans les autres secteurs industriels, la consommation a été estimée à environ 1,3 Mtep, soit un niveau comparable à 2012 et 2011. Enfin, dans le secteur résidentiel-tertiaire, le charbon est utilisé principalement à travers les réseaux de chaleur. En 2013, la demande du secteur a été évaluée à seulement 0,3 Mtep.

Consommation de charbon par secteur

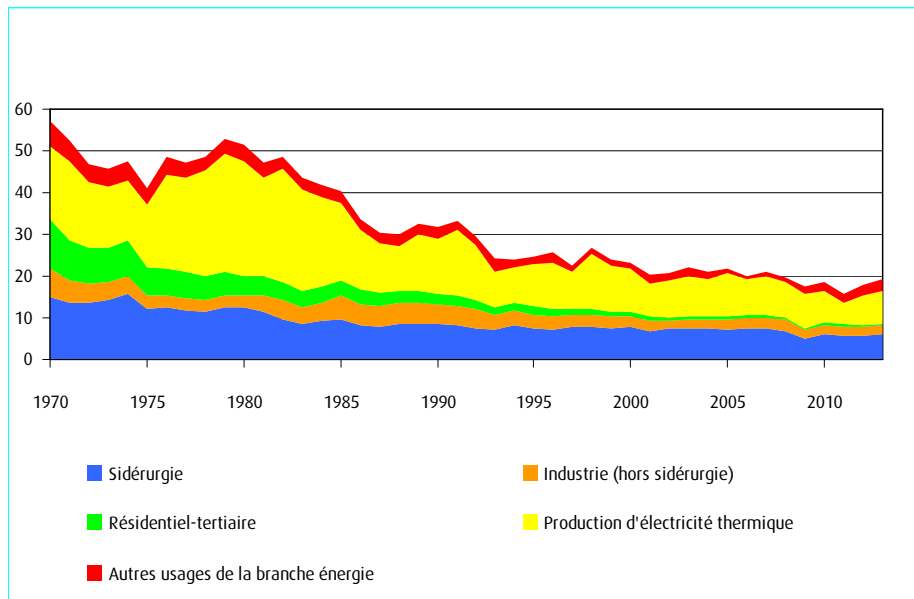
Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Taux de croissance annuel par an (en %)				
							Entre 1973	Entre 1990	Entre 2002	Entre 2011	Entre 2012
							et 1990	et 2002	et 2010	et 2012	et 2013
Branche énergie	10,0	8,7	6,1	4,4	5,8	6,3	- 0,8	- 2,8	- 3,8	32,8	8,6
Consommation finale (corrigée du climat)	17,7	10,2	6,5	5,4	5,2	5,5	- 3,2	- 3,6	- 2,1	- 3,2	4,5
Sidérurgie	9,5	5,5	4,8	3,8	3,7	3,9	- 3,1	- 1,1	- 2,6	- 3,8	7,0
Industrie (hors sidérurgie)	2,6	2,9	1,2	1,3	1,3	1,3	0,6	- 6,8	0,4	- 0,4	- 0,8
Résidentiel-tertiaire	5,6	1,8	0,5	0,3	0,3	0,3	- 6,4	- 10,5	- 4,9	- 6,4	- 3,8
dont résidentiel	nd	nd	0,3	0,2	0,2	0,2	nd	nd	- 5,1	- 5,4	- 3,6
dont tertiaire	nd	nd	0,1	0,1	0,1	0,1	nd	nd	- 2,4	- 8,0	- 4,8
Non énergétique	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	2,8	- 4,2	- 8,1	8,1	3,7
Total primaire corrigé	27,8	19,2	12,8	9,8	11,1	11,8	- 2,2	- 3,3	- 2,9	12,8	6,6

Source : calcul SOeS, d'après EDF, E.ON, FFA, Insee et SNCU

Consommation finale de charbon corrigée des variations climatiques par secteur

En millions de tonnes



Source : calcul SOeS, d'après EDF, E.ON, FFA, Insee et SNCU

5.3 Pétrole : la consommation primaire continue à diminuer (- 2,2 %)

En 2013, la consommation primaire⁵ de pétrole et produits pétroliers, corrigée des variations climatiques, continue de reculer (- 2,2 %) à 77,9 Mtep. Il s'agit du plus bas niveau jamais observé depuis la disponibilité des séries sur le bilan de l'énergie (1970). Après un maximum à 121,5 Mtep en 1973, la consommation avait chuté à la suite des deux chocs pétroliers, reculant jusqu'à 82,2 Mtep en 1985. Elle avait ensuite repris régulièrement (environ + 1 % par an) pour atteindre 96,3 Mtep en 1999. Depuis, la tendance était à la baisse, surtout entre 2007 et 2010, période de crise économique pendant laquelle la consommation avait chuté de plus de 11 %, diminuant chaque année de 3 à 4 Mtep pour descendre jusqu'à 80,9 Mtep en 2010. La remontée de la demande constatée en 2011 avait été suivie d'une nouvelle rechute en 2012. La baisse de 2013 touche l'ensemble des secteurs, hormis l'agriculture.

Hors usages non énergétiques et consommation de la branche énergie (centrales électriques au fioul et consommation propre des raffineries), la consommation finale énergétique de pétrole et produits pétroliers⁶ a perdu 1,4 %, à 63,4 Mtep, contre 64,3 Mtep en 2012, en dessous de son niveau plancher de 2012. La consommation non énergétique, après avoir atteint un maximum en 2000 à 14,9 Mtep, a reculé d'année en année pour atteindre 10,8 Mtep en 2010 et 10,9 Mtep en 2011. En 2013, la baisse s'accroît et la consommation passe sous la barre des 10 Mtep à 9,8 Mtep précisément.

Les usages énergétiques du pétrole par l'industrie (sidérurgie incluse) se réduisent d'année en année. Ils ont reculé de 8,8 % en 2013 par rapport à 2012 tandis que l'Indice de production industrielle⁷ (IPI) global ne reculait dans le même temps que de 1,6 %. L'activité s'est en effet davantage réduite dans quelques secteurs industriels gros consommateurs de produits pétroliers, tels que l'industrie agro-alimentaire ou encore la fabrication de plâtres, produits en plâtre, chaux et ciments (- 3,2 % chacune). À cela s'ajoute vraisemblablement un effet de substitution entre énergies. Quoiqu'il en soit, les usages énergétiques du pétrole par l'industrie représentent désormais moins de 8 % de la consommation finale de produits pétroliers (contre 10 % en 2002, 13 % en 1990 et 28 % en 1973 à la veille du premier choc pétrolier).

En données corrigées des variations climatiques, la consommation du résidentiel-tertiaire a diminué de plus de 1,9 % en 2013. Elle baisse d'année en année depuis le premier choc pétrolier et a été divisée par trois en quarante ans. Elle est stable entre 2012 et 2013, à hauteur de seulement 16 % de la consommation finale énergétique de produits pétroliers, contre 25 % en 1990 et 38 % en 1973.

Le secteur résidentiel accuse une baisse plus importante que le secteur tertiaire : la consommation de fioul domestique pour le chauffage diminue régulièrement depuis les années 1980. Dans l'habitat individuel, le fioul domestique a quasiment disparu de la construction neuve, remplacé notamment par le gaz et l'électricité. La baisse se fait donc par l'abandon progressif du fioul dans le parc. Les hausses de prix incitent aussi les ménages équipés d'une chaudière au fioul à opter pour d'autres solutions.

⁵ Hors soutes maritimes internationales.

⁶ Sans tenir compte des variations de stocks chez les consommateurs finals.

⁷ Construction comprise. L'évolution notée ici provient des indices de la production industrielle publiées par l'Insee en mars 2014.

Consommation de pétrole par secteur

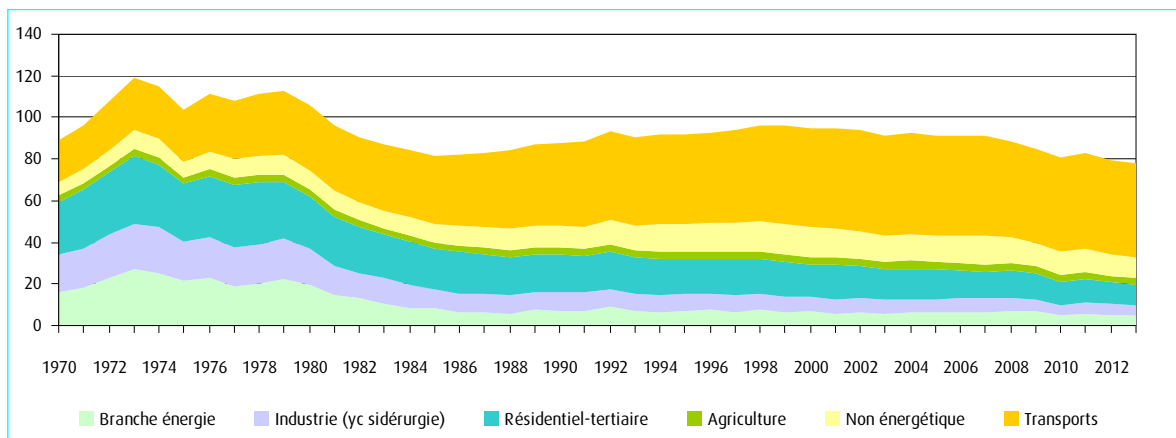
Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Branche énergie	27,0	7,3	6,3	5,7	5,0	4,7	- 7,4	- 1,3	- 1,0	- 13,5	- 4,8
Consommation finale	85,4	70,8	75,0	66,0	64,3	63,4	- 1,1	0,5	- 1,4	- 2,6	- 1,4
Industrie (yc sidérurgie)	24,1	9,3	7,1	5,2	5,3	4,8	- 5,4	- 2,3	- 3,7	0,3	- 8,8
Résidentiel-tertiaire	32,7	18,0	15,6	11,6	10,5	10,3	- 3,5	- 1,2	- 3,2	- 9,7	- 1,9
dont résidentiel	nd	nd	10,2	7,3	7,0	6,8	nd	nd	- 3,6	- 4,8	- 2,1
dont tertiaire	nd	nd	5,4	4,2	3,5	3,4	nd	nd	- 2,6	- 18,0	- 1,4
Agriculture	3,3	3,3	3,5	3,5	3,3	3,5	0,1	0,4	- 0,2	- 3,3	4,2
Transports	25,3	40,1	48,8	45,7	45,2	44,8	2,8	1,7	- 0,7	- 1,0	- 0,9
Non énergétique	9,1	10,3	12,8	10,9	10,4	9,8	0,7	1,9	- 1,7	- 4,7	- 5,7
Total consommation primaire	121,5	88,3	94,1	82,7	79,7	77,9	- 1,9	0,5	- 1,4	- 3,6	- 2,2

Source : calculs SOeS, d'après CPDP, CFBP, Insee, SSP, SFIC, E.ON, Douanes, DGEC, Ministère de la défense, EDF, Citepa

Consommation de pétrole corrigée des variations climatiques par secteur

Consommation corrigée des variations climatiques, en Mtep



Source : calculs SOeS, d'après CPDP, CFBP, Insee, SSP, SFIC, E.ON, Douanes, DGEC, Ministère de la défense, EDF, Citepa

Une prime à la casse a été instaurée en 2011 par les pouvoirs publics avec un coup de pouce des chauffagistes pour encourager les consommateurs à remplacer leurs anciennes chaudières au fioul par des modèles plus efficaces et moins polluants. Cette prime a été reconduite jusqu'à la fin 2013. Dans les réseaux de chaleur du chauffage urbain, le fioul est également en perte de vitesse. Enfin, l'usage du butane et du propane diminue fortement depuis plusieurs années.

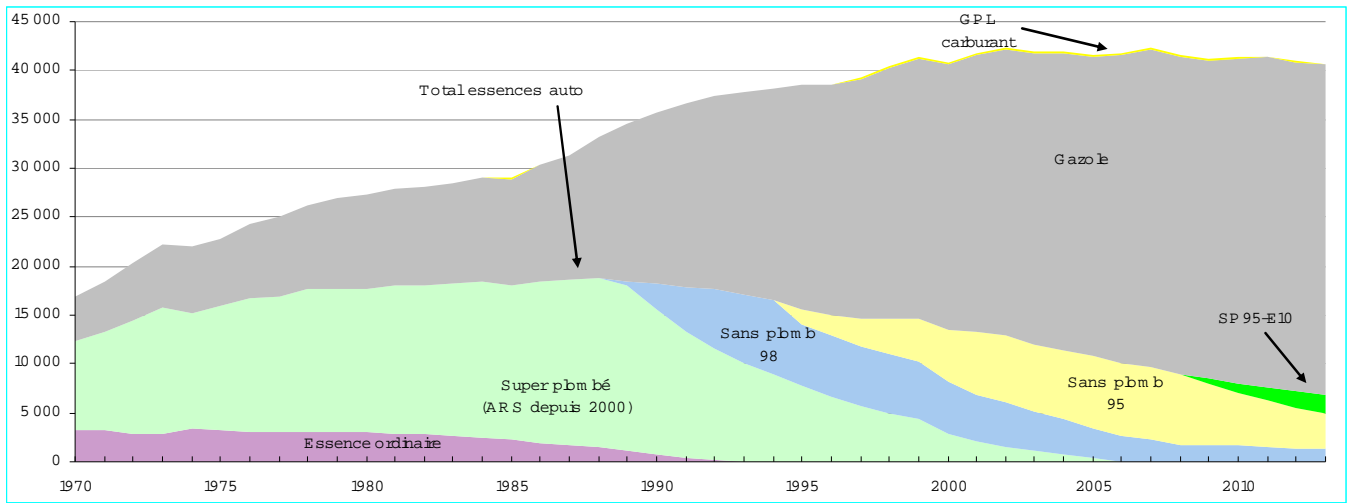
La consommation de l'agriculture (pêche incluse est quasiment inchangée depuis quelques années autour de 3,4 Mtep. Le fioul domestique et le gazole non routier, qui le remplace obligatoirement depuis le 1^{er} mai 2011 pour certains engins mobiles non routiers et depuis le 1^{er} novembre 2011 pour les tracteurs agricoles, en constituent la plus grande part.

La consommation des transports (44,8 Mtep⁸) représente 71 % de la consommation finale de produits pétroliers. Elle a diminué de 0,9 % en 2013. Depuis 2002, elle avait cessé d'augmenter et oscillait autour de 48 Mtep. En 2008, elle a brutalement décroché et ne s'est pas relevée depuis. En 2013, la circulation routière est encore stable. Celle des poids lourds est aussi stable avec une légère tendance à la baisse (- 0,2 %). La diesélisation du parc automobile se poursuit, et les ventes de gazole augmentent très légèrement (+ 0,1 %). Les ventes de sans plomb 95-E10 augmentent très fortement (+ 16,4 %).

⁸ Hors biocarburants, comptabilisés dans la partie « Énergies renouvelables thermiques et déchets ».

Consommation totale de carburants routiers (biocarburants inclus)

En milliers de tonnes



Source : calculs SOeS, d'après Comité professionnel du pétrole (CPDP)

5.4 La consommation primaire de gaz naturel : hausse de 1,6 % en 2013, en raison de températures plus fraîches

Non corrigée des variations climatiques, la consommation primaire de gaz naturel poursuit son redressement en 2013 : + 1,6 %, pour un total de 501,6 TWh, soit une progression inférieure de moitié à celle enregistrée en 2012. Ce redressement fait suite à une chute de 13,1 % en 2011 et un bond de 10,9 % en 2010. Ces évolutions contrastées sont principalement dues aux conditions climatiques de ces quatre dernières années. En effet, après une année 2010 particulièrement froide et une année 2011 exceptionnellement chaude, les années 2012 et 2013 ont été médianes, chacune étant plus tempérée que la précédente. L'année 2012 était de plus une année bissextile. On peut évaluer à environ 0,6 % de la consommation totale de l'année 2012, la surconsommation due au 29 février. Abstraction faite de l'effet « 29 février », sans prendre en compte l'impact des

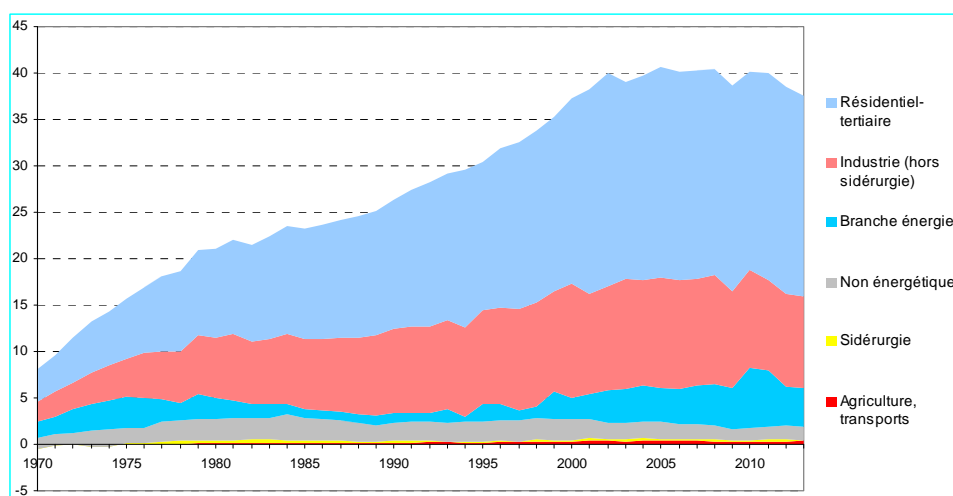
températures, la croissance de la consommation en 2013 reste légèrement supérieure à celle enregistrée en 2012.

Corrigée des variations climatiques, la consommation primaire de gaz naturel s'établit à 487,6 TWh, soit un recul de 2,5 % par rapport à 2012. Il s'agit de la plus faible consommation depuis l'année 2001.

La consommation finale énergétique de gaz naturel corrigée des variations climatiques perd également 2,5 % en 2013, à 420,0 TWh ; cette baisse atteint - 2,9 % si on inclut les faibles quantités de gaz industriels autoconsommés dans la sidérurgie. L'effet « 29 février » accentue le différentiel entre les deux années. Hormis une légère augmentation en 2011 (+ 0,4 %) et en 2012 (+ 0,8 %), la baisse est continue depuis 2006.

Évolution de la consommation primaire de gaz naturel*

En Mtep, données corrigées des variations climatiques



* Y compris de faibles quantités de gaz industriels en provenance de la sidérurgie.

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

La consommation finale globale de gaz naturel suit les évolutions dans les secteurs résidentiel et tertiaire, qui sont les principaux consommateurs. Corrigée des variations climatiques, la consommation finale de gaz naturel dans le secteur résidentiel et tertiaire diminue de - 2,9 % en 2013, pour un total de 281,2 TWh. Non corrigée des variations climatiques, la consommation du résidentiel-tertiaire augmente (+ 3,4 %), mais moins fortement qu'en 2012 (+ 12,7 %), en raison notamment de l'amélioration de l'efficacité énergétique pour les usages de chauffage.

Dans l'industrie (hors sidérurgie, raffinage, production d'électricité et usages non énergétiques), la consommation corrigée des variations climatiques de gaz naturel baisse d'un peu plus de deux points en 2013 par rapport à 2012. Son niveau repasse en dessous de la barre des 130 TWh (127,4 TWh précisément) : excepté l'année 2011, il faut remonter à 1994 pour retrouver un niveau inférieur. Non corrigée des variations climatiques, son repli ne serait que de 0,7 %.

Consommation de gaz naturel* par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Branche énergie	2,9	1,1	3,5	6,1	4,2	4,2	- 5,5	10,2	6,4	- 31,2	- 0,4
Consommation finale	8,7	23,3	34,7	32,6	32,9	31,9	6,0	3,4	- 0,7	0,9	- 2,9
dont :											
Industrie (yc sidérurgie)	3,2	9,3	11,4	9,9	10,3	9,9	6,5	1,7	- 1,6	3,3	- 3,1
Résidentiel-tertiaire	5,5	13,8	22,9	22,3	22,3	21,6	5,6	4,3	- 0,3	- 0,2	- 2,9
dont résidentiel	nd	nd	nd	16,5	16,5	16,0	nd	nd	nd	- 0,3	- 2,9
dont tertiaire	nd	nd	nd	5,8	5,8	5,7	nd	nd	nd	- 0,2	- 2,9
Non énergétique	1,7	1,9	1,8	1,4	1,4	1,4	0,9	- 0,6	- 3,0	3,9	1,5
Total consommation primaire	13,2	26,3	40,0	40,1	38,5	37,5	4,1	3,6	0,0	- 3,9	- 2,5

* Y compris de faibles quantités de gaz industriels en provenance de la sidérurgie.

Source : SOeS, enquête annuelle de statistique gazière auprès des gestionnaires d'infrastructures et des fournisseurs

Dans la sidérurgie, la consommation de gaz naturel est en hausse de 3,6 % en 2013, en lien principalement avec l'activité des laminoirs. Cette évolution fait suite à deux années de baisse modérée (- 1,7 % en 2011, comme en 2012). Alors qu'elle était stabilisée depuis 1995 entre 8 et 9 TWh par an, la consommation du secteur reste, depuis trois ans, en deçà de 7 TWh.

Les raffineries ont recours au gaz naturel pour produire de l'hydrogène depuis 2001. Après avoir chuté en 2012 (- 13,1 %) à 7,3 TWh, leur consommation de gaz naturel se redresse de 9,0 % en 2013, à 7,9 TWh. La restructuration du secteur en 2009 et 2010 avait déjà entraîné une forte baisse d'activité et partant des consommations (respectivement - 12,1 % et - 9,7 %). Le pic de consommation à 10 TWh de 2008 est donc loin.

En 2013, la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité a de nouveau diminué, de 16,5 %, après avoir chuté de 47 % en 2012. Cette contraction fait suite à trois années consécutives de forte croissance (+ 14,1 % en 2009, + 33,9 % en 2010 et + 12,4 % en 2011), qui avait conduit à un pic de 55,6 TWh en 2011, soit le double de la consommation de l'année 2003 (28,5 TWh). La raison principale des évolutions des quatre dernières années est l'essor, entre 2009 et 2011, puis le coup d'arrêt, en 2012, des centrales à cycle combiné au gaz (CCCG). La technique de ces centrales allie à la fois un rendement nettement supérieur aux centrales thermiques classiques et l'usage d'un combustible relativement moins émetteur de gaz à effet de serre que le charbon ou le fioul. Plusieurs centrales ont été construites avant que de nouveaux facteurs financiers ne

viennent gripper, en 2012, le modèle économique de ce type d'équipements : prix de l'électricité particulièrement bas, forte augmentation du prix du gaz naturel, importation à bas coût de charbon des États-Unis, prix peu dissuasif de la tonne de CO₂ sur le marché européen. Les livraisons de gaz aux seules CCCG ont ainsi diminué d'environ 15,5 % après une chute de 42,0 % en 2012.

Les utilisations non énergétiques du gaz naturel, orientées principalement vers la fabrication d'engrais, mais aussi la fabrication de produits industriels de base tels que l'hydrogène, l'ammoniac, le noir de carbone, l'acide cyanhydrique, les alcools oxo et les chlorométhanes, sont estimées en hausse de 1,5 % en 2013, après + 3,9 % en 2012 et + 3,0 % en 2011.

L'utilisation du gaz naturel dans les transports augmente légèrement en 2013 (+ 1,7 %), à peine plus qu'en 2012 (+ 1,3 %). Ces hausses se situent très loin des augmentations enregistrées au début des années 2000. En l'absence de possibilité de faire le plein à domicile et d'un véritable réseau de stations-service ouvertes au public, l'utilisation du gaz naturel est toujours limitée aux véhicules de flottes captives, principalement des autobus, des bennes à ordures et des véhicules utilitaires. Pour des transports sur de plus longues distances, le gaz naturel liquéfié (GNL) pourrait trouver sa place comme carburant pour les camions en cumulant les avantages d'une faible pollution et d'une autonomie suffisante. Enfin, les futures normes de pollution maritime devraient à terme permettre au GNL de prendre sa part en tant que carburant pour les navires.

5.5 Énergies renouvelables thermiques (EnRt) et déchets : la croissance de la consommation primaire se poursuit (+ 3,0 %), à un rythme toutefois ralenti par rapport aux deux années précédentes

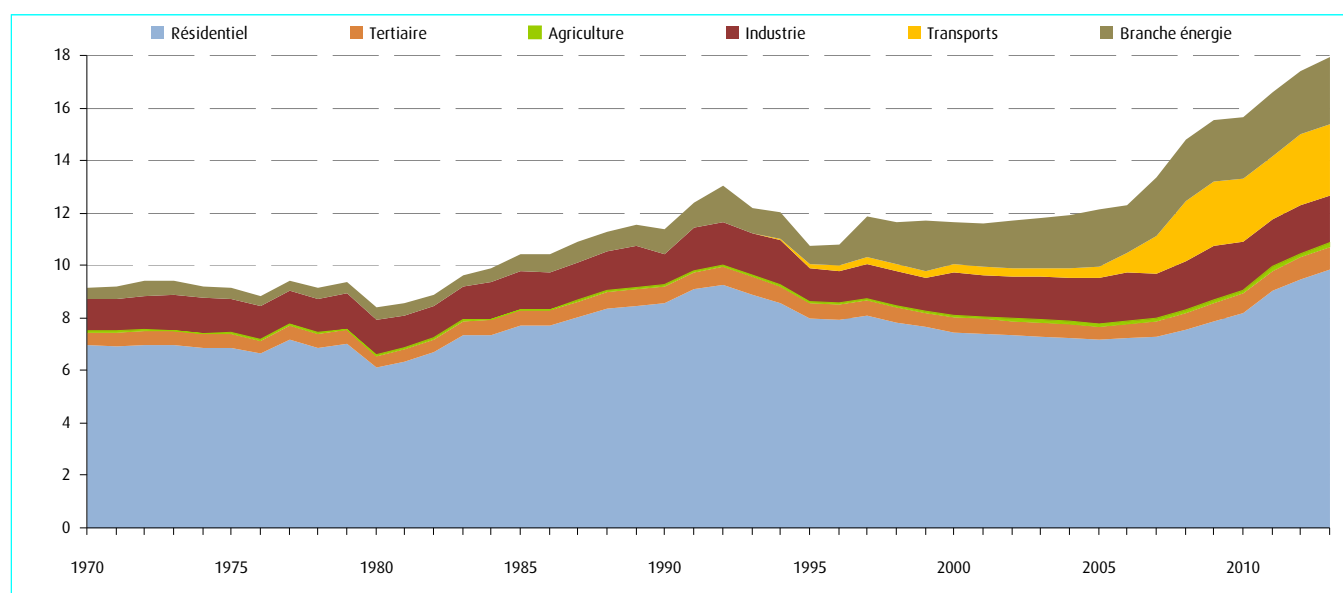
Après correction des variations climatiques, la consommation primaire de l'ensemble des énergies renouvelables thermiques et de la valorisation énergétique des déchets croît de 3,0 % en 2013, à 17,9 Mtep. Elle augmente ainsi de façon ininterrompue depuis 2002, à un rythme toutefois légèrement ralenti par rapport aux deux années précédentes (+ 4,7 % en 2012 et + 6,1 % en 2011), du fait d'une baisse dans l'industrie et d'une stabilité dans le

secteur des transports.

Le secteur résidentiel consomme la moitié de ces énergies, suivi du transport (15 %), de la branche énergie (14 %), de l'industrie (10 %), du secteur tertiaire (5 %) et de l'agriculture, dont la contribution n'est que de 1 % du total. Cette répartition est relativement stable depuis 2009.

Consommation primaire d'énergie renouvelable thermique et déchets par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : SOeS, d'après les sources par filière

Branche énergie

La consommation de la branche énergie, avec 2,6 Mtep, repart à la hausse en 2013 (+ 6,3 %), notamment du fait du bois-énergie et du biogaz utilisés dans les centrales électriques. Après une stabilité en 2012 et une hausse de 3,5 %, en moyenne sur la période 2002-2011, la branche énergie dynamise la consommation primaire.

La consommation finale totale

En 2013, la consommation finale d'énergies renouvelables thermiques et déchets, corrigée des variations climatiques, atteint 15,4 Mtep. Elle est en hausse de 2,4 % sur l'année, après une progression de 5,8 % en 2012 et 4,1 % en 2011. Selon les secteurs, l'évolution des consommations est assez contrastée.

Le transport

La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques dans le secteur des transports s'élève à 2,7 Mtep. Elle est restée stable en 2013, après une progression de 9,6 % en 2012. Elle se compose essentiellement des biocarburants (biodiesel et bioethanol) incorporés au diesel ou à l'essence. En raison de la forte progression des biocarburants entre 2005 et 2009, la part des transports dans la consommation finale est passée de 4 % à 19 %. Elle a légèrement diminué depuis et s'établit à 17 % en 2013.

Le résidentiel

Avec 9,8 Mtep, en progression de 4,0 % en 2013 et de 4,6 % en 2012, la consommation finale d'énergies renouvelables

thermiques corrigée des variations climatiques du résidentiel continue de progresser et tire la consommation finale totale à la hausse. Le résidentiel représente la part la plus importante, soit 64 % de la consommation finale des énergies renouvelables thermiques ou issues de la valorisation des déchets.

Le résidentiel les consomme sous la forme de combustibles ou de chaleur d'origine géothermique, aérothermique ou solaire utilisée à des fins de chauffage par les ménages. Le bois-énergie représente ainsi près de 80 % de cette consommation, suivi des pompes à chaleur (14 %), des déchets (5 %) et du solaire thermique (à peine 1 %).

Le tertiaire

Avec 0,9 Mtep en 2013, le tertiaire représente environ 6 % de la consommation finale. Les consommations dans le tertiaire progressent de 4,4 % sur l'année, après une progression de 11,6 %

en 2012.

La bonne tenue des consommations dans le tertiaire et le résidentiel s'explique en partie par l'arrivée à terme des différents projets dans le cadre de dispositifs tels que le fonds chaleur.

L'industrie

La consommation finale dans l'industrie s'élève à 1,8 Mtep, en recul de 2,5 % en 2013, après une progression de 2,9 % en 2012. Cette tendance s'explique notamment par un ralentissement de l'activité dans certains secteurs industriels tels que l'industrie du papier-carton ou les industries agroalimentaires. L'industrie représente environ 12 % de la consommation finale. Cette part tend à diminuer assez progressivement depuis 2005 où elle s'établissait à 18 %.

Consommation primaire d'énergies renouvelables thermiques et déchets par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Branche énergie	0,5	0,9	1,8	2,4	2,4	2,6	3,5	5,7	3,5	0,0	6,3
Consommation finale	8,9	10,5	9,9	14,2	15,0	15,3	1,0	- 0,4	4,1	5,6	2,4
Industrie (yc sidérurgie)	1,4	1,2	1,6	1,8	1,9	1,8	- 0,7	2,5	1,2	2,9	- 2,5
Résidentiel-tertiaire	7,5	9,2	7,9	9,8	10,3	10,7	1,2	- 1,3	2,5	5,1	4,1
dont résidentiel (e)	7,0	8,6	7,3	9,0	9,5	9,8	1,2	- 1,3	2,4	4,6	4,0
dont tertiaire (e)	0,5	0,6	0,6	0,8	0,9	0,9	1,2	- 1,3	3,7	11,6	4,4
Agriculture	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	1,3	4,4	6,8	0,3	0,0
Transports	0,0	0,0	0,3	2,4	2,7	2,7	-	-	24,7	9,6	- 0,2
Total consommation primaire	9,4	11,4	11,7	16,6	17,4	17,9	1,1	0,2	4,0	4,7	3,0

(e) estimation en 1973, 1990 et 2002.

Source : calculs SOeS, d'après les sources par filière

5.6 La consommation d'électricité primaire

La consommation d'électricité primaire⁹ non corrigée des variations climatiques a augmenté de 1,9 % en 2013, à 472,5 TWh. Après correction des variations climatiques, et en raison des températures légèrement moins chaudes (- 0,4°C en moyenne entre 2012 et 2013), cette hausse de la consommation est ramenée à 1,0 %. Si le caractère bissextile de l'année 2012 est pris en compte, l'augmentation « toutes choses égales par ailleurs » de la consommation primaire d'électricité est légèrement supérieure à 1,0 %.

Le maximum de puissance appelée dans l'année a été atteint le 17 janvier 2013 à 19 heures, à l'occasion d'une vague de froid. À 92,6 GW, cette pointe de consommation est en retrait de plus de 9 % par rapport au précédent maximum enregistré le 8 février 2012, qui, à 102,1 GW, avait établi un record absolu.

En revanche, du fait de l'application de coefficients d'équivalence qui diffèrent selon l'origine de l'électricité (*encadré méthodologique*), la consommation primaire corrigée des variations climatiques exprimée en tonne-équivalent-pétrole (tep) a stagné en 2013, à 114,4 Mtep, après une baisse de 2,0 % en 2012.

Après une baisse sensible en 2012, la consommation d'électricité de la branche énergie a été stable en 2013, à 82,2 TWh, avec toutefois des évolutions contrastées de ses différentes composantes. D'une part, l'année 2013 marque l'aboutissement du changement de technique d'enrichissement de l'uranium, entamé en 2011. Le nouveau procédé industriel employé est nettement moins consommateur d'électricité : toutefois, le gain en consommation d'électricité a été moindre qu'en 2012. De même, la baisse de la consommation des raffineries, très forte en 2012 (- 19,8 %), s'est ralentie en 2013 (- 3,9 %), en lien avec la baisse atténuée de l'activité. D'autre part, une meilleure hydraulité, supérieure à la moyenne, et des prix très bas de l'électricité, voire négatifs à certaines périodes de faible consommation, ont favorisé les pompes des stations de turbinage et de pompage (Step), dont la consommation est passée de 6,8 TWh à 7,1 TWh entre 2012 et 2013. De même, les pertes sur le réseau ont augmenté mécaniquement avec le développement du parc de production et l'augmentation de la longueur des réseaux, qu'il s'agisse des interconnexions destinées à développer les échanges ou bien

des raccordements des nouveaux producteurs, dispersés sur le territoire.

La consommation finale d'électricité, mesurée en données non corrigées des variations climatiques, a augmenté de 1,5 % en 2013, à 444,4 TWh, notamment du fait des conditions météorologiques. Après correction de ces variations climatiques, la hausse de la consommation finale d'électricité n'est plus que de 0,6 %.

Les évolutions diffèrent suivant les secteurs d'activité.

Le résidentiel-tertiaire, qui représente plus des deux tiers de la consommation finale, est la composante la plus sensible à la variation des températures. En 2013, sa consommation a été orientée à la hausse (+ 2,6 %). Corrigées des variations climatiques, les évolutions des dernières années sont moins contrastées : la baisse de 2011 (- 8,2 % en données réelles) est ramenée à 3,6 % et les hausses de 2012 et 2013, respectivement de 5,4 % et 2,6 %, sont ramenées à 2,9 % et 1,2 %.

Après avoir chuté de presque 26 % en 2009 du fait de la crise économique, la consommation d'électricité par la sidérurgie s'était nettement redressée les deux années suivantes (+ 19 % en 2010 puis + 6,6 % en 2011) avant de se replier de nouveau en 2012 (- 5,1 %). Elle baisse encore en 2013, mais moins fortement (- 3,0 %), à 10,3 TWh, en lien avec le retrait de la production d'acier électrique.

La consommation d'électricité dans le reste de l'industrie a également enregistré en 2013 une baisse, un peu plus prononcée qu'en 2012 (- 0,8 % à 9,20 Mtep).

La consommation d'électricité par les transports ferroviaires et urbains a légèrement augmenté, de 0,9 % en 2013, en lien avec la seule progression de la consommation des transports urbains (+ 4,9 %), tandis que celle des transports ferroviaires, qui représentent 69 % de l'ensemble, est en léger repli.

Après avoir augmenté les trois années précédentes, la consommation d'électricité des exploitations agricoles a été stable en 2013, à 8,7 TWh (0,74 Mtep), selon les premières estimations du SOeS.

⁹ La consommation d'électricité primaire se compose de la consommation brute de la branche énergie et de la consommation finale énergétique, desquelles on soustrait la production thermique classique brute d'électricité (retracée dans le bilan de l'énergie comme une consommation négative d'électricité au sein de la branche énergie). C'est aussi la production primaire brute (nucléaire, hydraulique, éolienne, photovoltaïque et géothermique), diminuée du solde exportateur d'électricité.

Consommation d'électricité primaire corrigée des variations climatiques par secteur

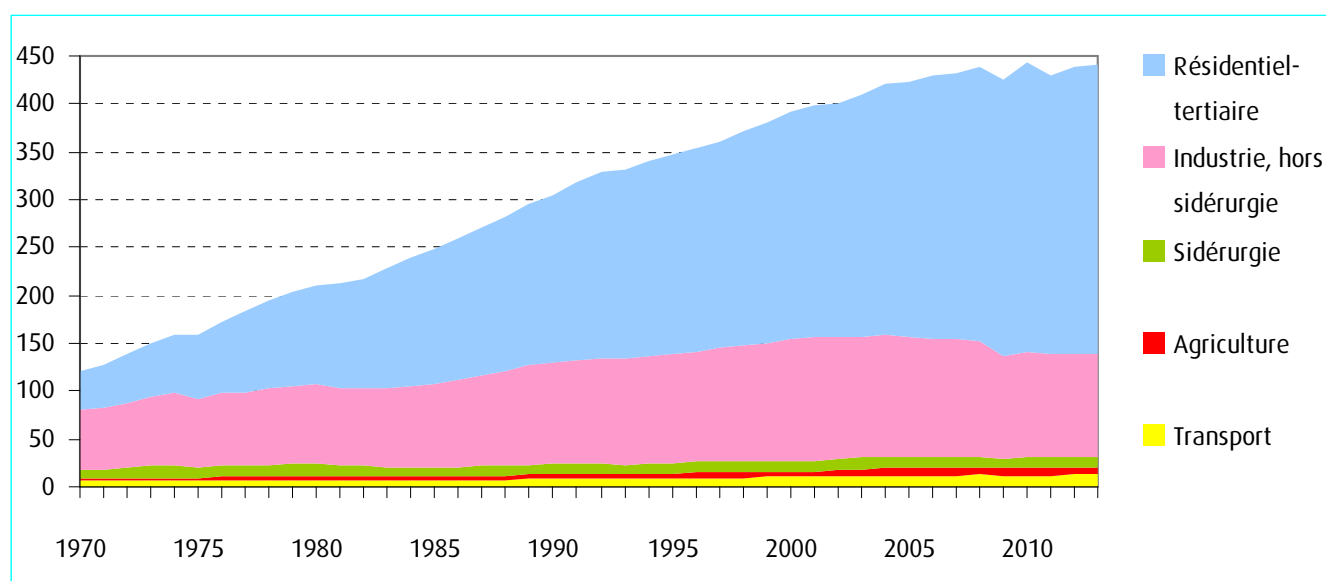
En Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973	Entre 1990	Entre 2002	Entre 2011	Entre 2012
							et 1990	et 2002	et 2011	et 2012	et 2013
Branche énergie	- 5,2	57,3	79,0	79,6	76,5	76,4	-	2,7	0,1	- 3,9	- 0,1
Consommation finale	13,0	25,9	34,4	37,0	37,7	38,0	4,2	2,4	0,8	1,9	0,6
Sidérurgie	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	- 0,6	0,6	- 0,1	- 5,1	- 3,0
Industrie (hors sidérurgie)	6,2	9,0	11,0	9,3	9,3	9,2	2,2	1,7	- 1,9	- 0,2	- 0,8
Résidentiel-tertiaire	4,9	14,9	20,9	25,0	25,8	26,1	6,8	2,9	2,0	2,9	1,2
dont résidentiel	nd	nd	11,4	13,2	13,6	14,1	nd	nd	1,6	3,6	3,1
dont tertiaire	nd	nd	9,6	11,9	12,1	12,0	nd	nd	2,4	2,0	- 0,1
Agriculture	0,3	0,4	0,6	0,7	0,7	0,7	2,1	2,3	2,3	5,6	2,4
Transports	0,6	0,7	0,9	1,0	1,1	1,1	1,5	2,2	1,3	2,8	0,9
Total consommation primaire	7,7	83,2	113,4	116,6	114,2	114,4	15,0	2,6	0,3	- 2,0	0,1

Source : Calculs SOeS, d'après l'enquête sur le transport et la distribution d'électricité, RTE, ERDF, Rica

Évolution de la consommation finale d'électricité corrigée des variations climatiques

En TWh



Source : Calculs SOeS, d'après l'enquête sur le transport et la distribution d'électricité, RTE, ERDF, Rica

Coefficients d'équivalence pour l'électricité

Lorsqu'on souhaite agréger les différentes formes d'énergie, il faut utiliser un « *coefficient d'équivalence* ». Or ce dernier est fortement tributaire du niveau d'énergie (primaire, secondaire, final, utile) auquel on se place. Une convention est donc nécessaire. Elle consiste, le plus souvent, à choisir entre « *équivalence à la production* » et « *équivalence à la consommation* » : plus précisément, pour l'électricité, 1 kWh obtenu à partir d'une prise de courant doit-il être comparé à la quantité de fioul qu'il a fallu pour le produire dans une centrale ou à la quantité de chaleur « contenue » qu'il peut dissiper par « effet Joule » dans une résistance électrique branchée à la prise ? Les deux principes sont légitimes et effectivement utilisés par les experts selon les objectifs qu'ils se fixent. Le premier est particulièrement adapté à une analyse en termes de substitution d'énergies primaires, alors que le second se prête mieux à des comparaisons entre secteurs d'activité pour évaluer leurs efforts en matière d'efficacité énergétique ou de substitution.

La convention adoptée par les instances internationales conduit à distinguer trois cas pour l'électricité :

1. l'électricité produite par une centrale **nucléaire** est comptabilisée selon la méthode de « *l'équivalent primaire à la production* », avec un rendement théorique de conversion des installations égal à 33 % ; le coefficient de substitution est donc $0,086/0,33 = 0,260606\dots$ tep/MWh. En effet, il faut en moyenne 3 kWh de chaleur pour produire 1 kWh d'électricité, le solde constitue les pertes calorifiques liées à la transformation de chaleur en électricité. Ce qui revient à comptabiliser en énergie primaire la chaleur produite par le réacteur nucléaire. Ainsi, pour une même production d'électricité, l'électricité primaire d'origine nucléaire est comptée en tep trois fois plus que la même production d'origine éolienne ou hydraulique ;

2. l'électricité produite par une centrale à **géothermie** est aussi comptabilisée selon la méthode de « *l'équivalent primaire à la production* », mais avec un rendement théorique de conversion des installations égal à 10 % ; le coefficient de substitution est donc $0,086/0,10 = 0,86$ tep/MWh.

3. toutes les **autres formes d'électricité** (production par une centrale thermique classique, hydraulique, éolienne, marémotrice, photovoltaïque, etc., échanges avec l'étranger, consommation) sont comptabilisées selon la méthode du « *contenu énergétique à la consommation* », avec le coefficient 0,086 tep/MWh.

6. La consommation d'énergie par secteur de l'économie en France



6.1 Nouveau recul de la consommation finale d'énergie¹

En 2013, la consommation finale d'énergie, corrigée des variations climatiques, tous usages confondus, est en baisse de 1,0 % par rapport à 2012. Elle s'établit à 165,4 Mtep, après deux années autour de 167 Mtep.

La consommation finale énergétique corrigée des variations climatiques recule légèrement (- 0,7 %) mais reste proche du niveau observé depuis trois ans. Ce très léger repli est plus marqué dans l'industrie, à - 2,1 %, malgré une hausse significative dans la sidérurgie, ainsi que dans le tertiaire

(- 1,3 %), et dans une moindre mesure dans les transports (- 0,8 %).

En revanche, la consommation du secteur résidentiel augmente légèrement, de 0,4 %. C'est dans l'agriculture qu'elle est la plus dynamique, en hausse de 3,6 %.

La consommation non énergétique² baisse quant à elle pour la deuxième année consécutive : - 4,8 %, après - 3,7 % en 2012. Elle dépasse à peine 11 Mtep en 2013.

¹ Consommation finale d'énergie : consommation totale d'énergie primaire diminuée de la consommation de la « branche énergie » (centrales électriques, raffineries, consommation internes et pertes).

² Qui comprend par exemple, naphta pour les plastiques, bitumes pour les routes, gaz naturel pour la fabrication d'engrais, etc.

Consommation finale d'énergie par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne					
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013	
Consommation finale énergétique												
Résidentiel-tertiaire	56,2	57,7	67,8	69,1	69,1	69,0	0,2	1,4	0,2	0,0	- 0,2	
<i>dont résidentiel</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	46,1	46,2	46,7	46,9	<i>nd</i>	<i>nd</i>	0,0	1,0	0,4	
<i>dont tertiaire</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	21,7	22,9	22,4	22,1	<i>nd</i>	<i>nd</i>	0,6	- 2,0	- 1,3	
Transports	25,9	40,8	50,1	49,3	49,1	48,7	2,7	1,7	- 0,2	- 0,4	- 0,8	
Industrie	47,9	38,2	38,2	32,3	32,5	31,8	- 1,3	0	- 1,8	0,5	- 2,1	
<i>dont sidérurgie</i>	12,5	6,7	6,1	5,0	4,8	4,9	- 3,4	- 1,1	- 2,3	- 3,7	2,8	
Agriculture	3,6	4,0	4,5	4,5	4,5	4,6	0,5	0,9	0,1	- 1,4	3,6	
Total consommation finale énergétique	133,6	140,7	160,6	155,2	155,1	154,1	0,3	1,1	- 0,4	0,0	- 0,7	
Consommation finale non énergétique	10,9	12,4	14,7	12,4	11,9	11,3	0,8	1,4	- 1,9	- 3,7	- 4,8	
Consommation finale	144,6	153,1	175,3	167,5	167,0	165,4	0,3	1,1	- 0,5	- 0,3	- 1,0	

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

Structure sectorielle de la consommation finale énergétique

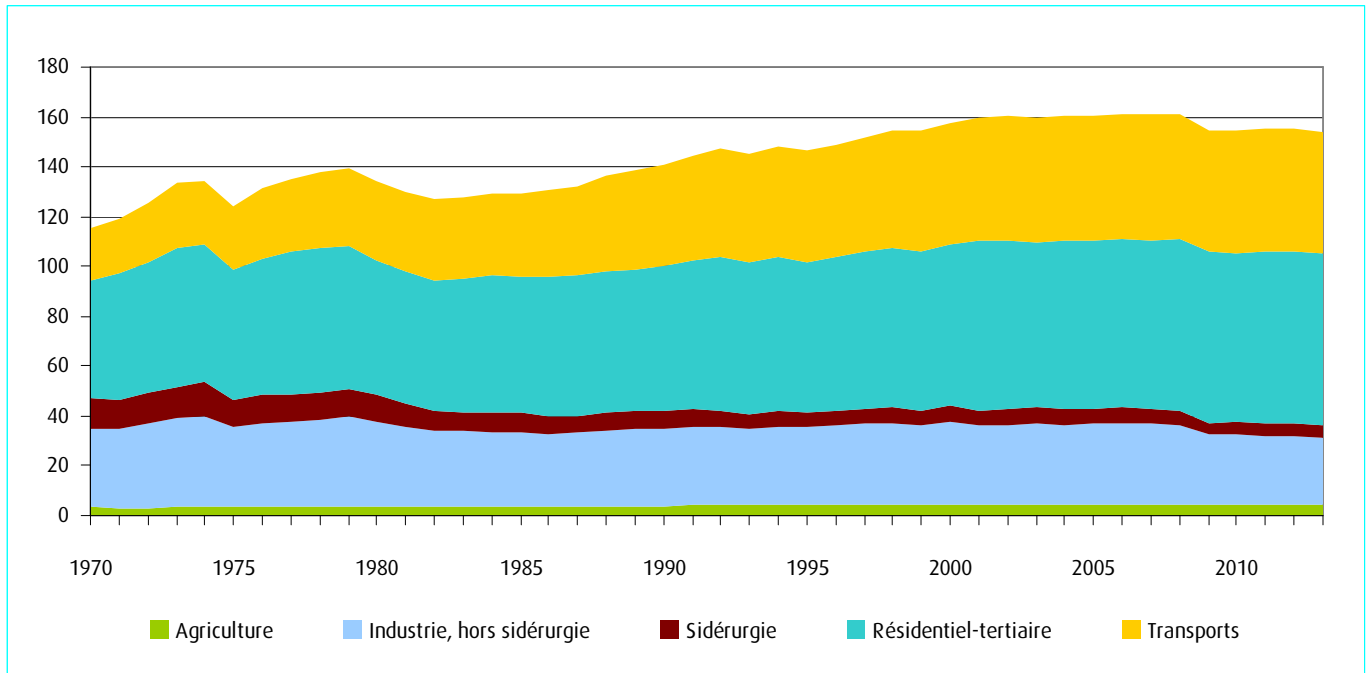
Données corrigées des variations climatiques, en %

	1973	1990	2002	2011	2012	2013
Résidentiel-tertiaire	42,0	41,0	42,2	44,5	44,6	44,8
<i>dont résidentiel</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	28,7	29,8	30,1	30,4
<i>dont tertiaire</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	13,5	14,7	14,4	14,3
Transports	19,4	29,0	31,2	31,7	31,6	31,6
Industrie	35,9	27,1	23,8	20,8	20,9	20,6
<i>dont sidérurgie</i>	9,4	4,7	3,8	3,2	3,1	3,2
Agriculture	2,7	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0
Total énergétique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

Évolution de la consommation finale énergétique par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

6.2 Résidentiel et tertiaire : une consommation finale d'énergie stable

En 2013, la consommation énergétique corrigée des variations climatiques des secteurs résidentiels et tertiaire est quasi stable, pour la seconde année consécutive (- 0,2 %, après + 0,0 %). La consommation du secteur résidentiel est en légère hausse de 0,4 %, après 1,0 % en 2012. En revanche, dans le tertiaire la consommation continue de diminuer : - 1,3 %, après - 2,0 % en 2012.

Les bouquets énergétiques des deux secteurs sont assez différents. Les énergies renouvelables représentent 20 % de la consommation finale énergétique du résidentiel, essentiellement du bois, mais seulement 4 % dans le tertiaire. La part de l'électricité est beaucoup plus importante dans le tertiaire (54 %) que dans le résidentiel (30 %), en raison de son utilisation intensive pour la bureautique et pour la climatisation.

La consommation finale de produits pétroliers continue de baisser dans ces deux secteurs en 2013 : - 2,1 % dans le secteur résidentiel et - 1,4 % dans le secteur tertiaire. Elle y décline depuis la fin des années 1970 : la baisse atteint - 3,0 % chaque année en moyenne depuis 1978. En 2013, le rythme de baisse s'est infléchi par rapport à 2012 (- 4,8 % dans le résidentiel et - 18,0 % dans le tertiaire) et par rapport à la tendance de fond.

La consommation finale de gaz naturel diminue de façon parallèle dans les deux secteurs en 2013, succédant ainsi à une année de stagnation en 2012. Après avoir augmenté

continûment pendant trente ans (+ 6,1 % en moyenne entre 1970 et 2002), la consommation de gaz tend en effet à se stabiliser depuis le début des années 2000.

En 2013, la consommation électrique de l'ensemble résidentiel-tertiaire augmente de 1,2 %, après 2,9 % en 2012. Cette croissance est portée par le secteur résidentiel, alors qu'à l'inverse la consommation finale d'électricité diminue en 2013 dans le secteur tertiaire. Entre 2005 et 2013, la consommation d'électricité a augmenté à peu près à la même vitesse dans les deux secteurs : + 14,1 % en huit ans dans le résidentiel, et + 13,1 % dans le tertiaire. La hausse du résidentiel s'explique en partie par la présence de plus en plus forte de l'électricité dans les logements : la part des résidences principales chauffées à l'électricité est passée de 29,6 % en 2006 à 32,0 % en 2010. La pénétration des équipements électroniques y contribue aussi : par exemple, entre 2005 et 2012, la part des ménages disposant d'un micro-ordinateur est passée de 49,6 % à 75,2 %.

Les énergies renouvelables poursuivent en 2013 leur progression : + 4,1 % après + 5,1 % en 2012. Cette forte progression s'inscrit dans la continuité des années précédentes : + 4,2 % par an en moyenne depuis 2005 sur l'ensemble du secteur. Elles sont portées par le développement du bois dans le résidentiel, mais également par les ventes de pompes à chaleur.

Consommation finale des secteurs résidentiel et tertiaire par forme d'énergie

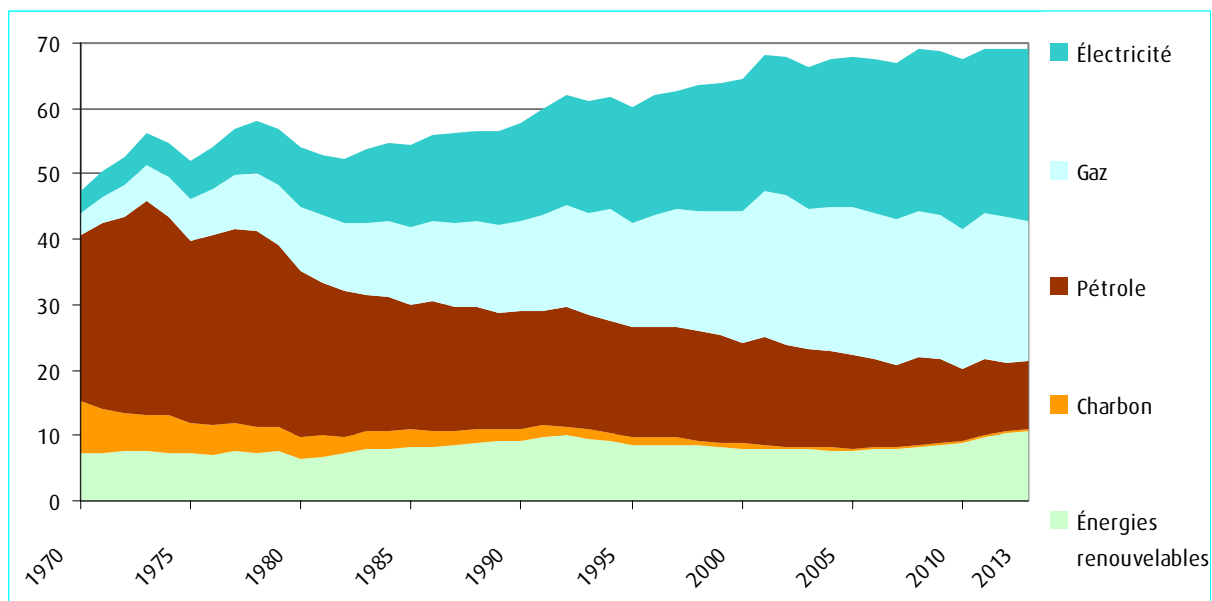
Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Total	56,2	57,7	67,8	69,1	69,1	69	0,2	1,4	0,2	0,0	- 0,2
dont résidentiel	nd	nd	46,1	46,2	46,7	46,9	nd	nd	0,0	1,0	0,4
dont tertiaire	nd	nd	21,7	22,9	22,4	22,1	nd	nd	0,6	- 2,0	- 1,3
Électricité	4,9	14,9	20,9	25	25,8	26,1	6,8	2,9	2,0	2,9	1,2
dont résidentiel	nd	nd	11,4	13,2	13,6	14,1	nd	nd	1,6	3,6	3,1
dont tertiaire	nd	nd	9,6	11,9	12,1	12	nd	nd	2,4	2,0	- 1,0
Gaz	5,5	13,8	22,9	22,3	22,3	21,6	5,6	4,3	-0,3	- 0,2	- 2,9
dont résidentiel	nd	nd	17,0	16,5	16,5	16	nd	nd	-0,3	- 0,3	- 2,9
dont tertiaire	nd	nd	6,0	5,8	5,8	5,7	nd	nd	-0,3	- 0,2	- 2,9
Pétrole	32,7	18	15,6	11,6	10,5	10,3	- 3,5	- 1,2	-3,2	- 9,7	- 1,9
dont résidentiel	nd	nd	10,2	7,3	7	6,8	nd	nd	-3,6	- 4,8	- 2,1
dont tertiaire	nd	nd	5,4	4,2	3,5	3,4	nd	nd	-2,6	- 18,0	- 1,4
Énergies renouvelables	7,5	9,2	7,9	9,8	10,3	10,7	1,2	- 1,3	2,5	5,1	4,1
dont résidentiel	nd	nd	7,3	9	9,5	9,8	nd	nd	2,4	4,6	4,0
dont tertiaire	nd	nd	0,6	0,8	0,9	0,9	nd	nd	3,7	11,6	4,4
Charbon	5,6	1,8	0,5	0,3	0,3	0,3	- 6,4	- 10,5	-4,9	- 6,4	- 3,8
dont résidentiel	nd	nd	0,3	0,2	0,2	0,2	nd	nd	-5,1	- 5,4	- 3,6
dont tertiaire	nd	nd	0,1	0,1	0,1	0,1	nd	nd	-2,4	- 8,0	- 4,8

Calculs SOeS, d'après les sources par énergie

Consommation finale d'énergie dans les secteurs résidentiel et tertiaire

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



Calculs SOeS, d'après les sources par énergie

6.3 La consommation finale d'énergie des transports : une légère baisse de 0,8 %

En 2013, la consommation finale d'énergie du secteur des transports atteint 48,7 Mtep, en léger recul par rapport à 2012 (- 0,8 %). Après une période de forte croissance entre 1985 et 2002 (+ 2,4 % en moyenne annuelle), elle s'effrite doucement depuis, à - 0,2 % par an en moyenne entre 2003 et 2013.

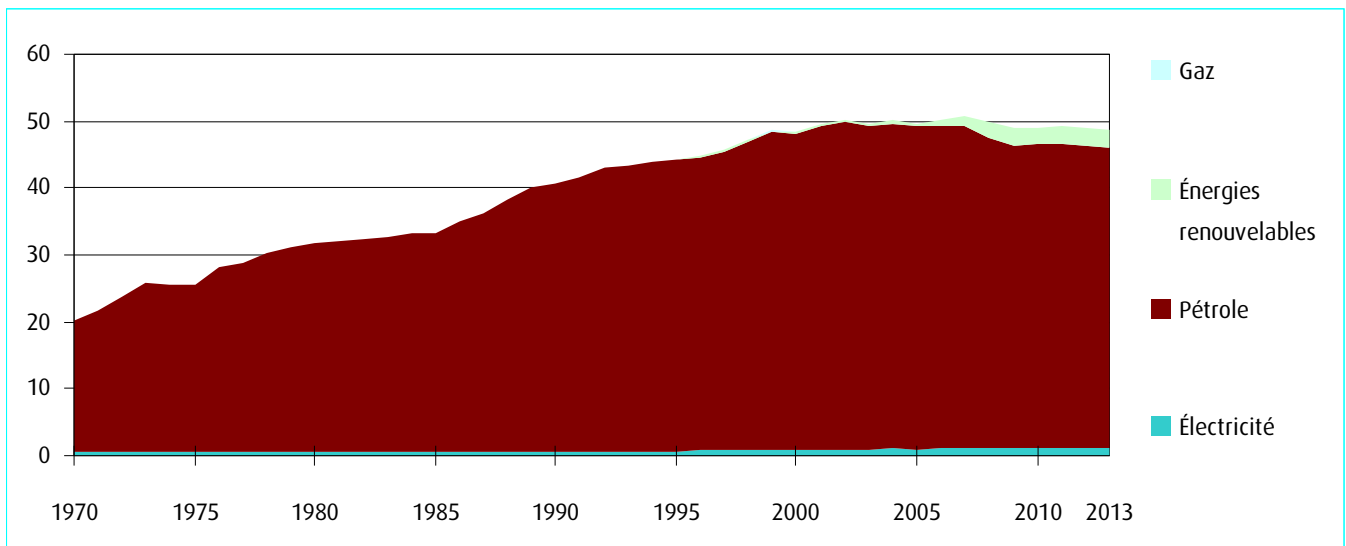
D'après les premières estimations du SOeS¹, le transport intérieur terrestre de marchandises, mesuré en tonnes-kilomètres, est quasiment stable en 2013 (- 0,3 %), dans le sillage du fret routier, prédominant avec plus de 80 % des tonnes-kilomètres (- 0,2 %). Le transport ferroviaire intérieur de marchandises diminue sensiblement (- 1,3 %), entraîné par la forte dégradation de l'activité nationale (- 7,7 %) qui constitue sa composante principale. Le repli qui affecte le rail est contrebalancé par le dynamisme du transport fluvial (+ 1,4 %) qui représente 4 % de l'ensemble du fret intérieur terrestre, contre 16 % pour le ferroviaire.

Le transport intérieur de voyageurs, mesuré en voyageurs-kilomètres, serait stable en 2013. Le transport en véhicule particulier, qui représente environ 80 % des voyageurs-kilomètres, augmente à peine. En Île-de-France, les transports collectifs se maintiennent à + 0,2 %, suite notamment à la mise en service de nouvelles lignes de tramway. Au niveau national, le transport ferroviaire fléchit de 1,3 % en 2013, après une année 2012 déjà morose. Le transport de voyageurs par trains interurbains (hors trains à grande vitesse) est le plus touché (- 6,6 %). Le transport par trains à grande vitesse résiste mieux (- 0,5 %).

Mesurée en véhicules-kilomètres, la circulation routière reste atone en 2013, comme en 2012. La circulation des voitures particulières stagne, malgré un léger accroissement du parc. Celle des poids lourds continue de diminuer, mais à un rythme moindre qu'en 2012, en parallèle de la contraction de l'activité du transport routier de marchandises en 2013.

Consommation finale d'énergie des transports

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

¹ Les résultats relatifs à la structure de l'activité de transports proviennent de la publication du SOeS : *La conjoncture des transports au quatrième trimestre 2013*, Chiffres & statistiques n° 512, avril 2014.

Dans ce contexte, la consommation des carburants issus du pétrole (essence, gazole, GPL carburant, carburateurs, hors biocarburants incorporés) recule de - 0,9 %. La consommation de biocarburants est stable (- 0,2 % en 2013). Le taux d'incorporation global des biocarburants compté en équivalence énergétique reste identique en 2013 par rapport à 2012, à 6,50 %. Plus précisément, l'incorporation de biodiésel dans le gazole augmente faiblement, tandis que celle de bioéthanol dans l'essence régresse de 5,82 % à 5,66 %. Calculé selon le mode de comptage de la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables (EnR), le taux d'incorporation global des biocarburants est stable également : 6,78 % en 2013, contre 6,77 % en 2012. Il reste donc légèrement inférieur au taux réglementaire de 7 % fixé par le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (PNA).

Les livraisons de gazole routier baissent de 0,3 % en 2013, bien que la diésélisation du parc automobile se poursuive. Cette baisse résulte notamment de la diminution des consommations unitaires des véhicules particuliers roulant au

diesel. Ces derniers représentent environ 60 % du parc français. Les livraisons de supercarburant diminuent plus fortement, de 3,1 %, continuant de subir le recul du nombre de véhicules essence en circulation. Cette baisse n'est pas compensée par la faible progression du kilométrage annuel moyen de ces véhicules.

Par ailleurs, la consommation d'électricité progresse à peine, de 0,9 %. Cela s'explique par la contraction du transport ferroviaire au niveau national, tendance qui est compensée par l'essor des transports en commun urbains fonctionnant à l'électricité.

La consommation de gaz naturel augmente de 1,7 %. Au 1^{er} janvier 2014, on compte 1 800 bus roulant au gaz naturel en France. Cet effectif reste ainsi marginal, bien qu'il ait progressé de 30 % par an en moyenne depuis 2012.

Au final, le bouquet énergétique dans le secteur des transports est stable en 2013 : 92 % pour les produits pétroliers, 5,5 % pour les énergies renouvelables (contre 5,4 % en 2012) et 2,2 % pour l'électricité. La consommation de gaz naturel des transports reste négligeable : 0,2 %.

Consommation finale d'énergie des transports

En Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Total	25,9	40,8	50,1	49,3	49,1	48,7	2,7	1,7	- 0,2	- 0,4	- 0,8
dont pétrole	25,3	40,1	48,8	45,7	45,2	44,8	2,8	1,7	- 0,7	- 1,0	- 0,9
énergies renouvelables	0,0	0,0	0,3	2,4	2,7	2,7	-	-	24,7	9,6	- 0,2
électricité	0,6	0,7	0,9	1,0	1,1	1,1	1,5	2,2	1,3	2,8	0,9
gaz	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	-	-	14,4	1,3	1,7

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

À 6,6 Mt, les ventes de carburateurs diminuent de - 0,9 % en 2013. Les livraisons de carburants dans les ports français pour les liaisons maritimes internationales, dites soutes maritimes internationales, sont en baisse de - 8,8 %, à 2,1 Mtep. Par convention, les soutes maritimes internationales

ne sont pas comptabilisées dans le bilan national de l'énergie, contrairement aux soutes aériennes internationales.

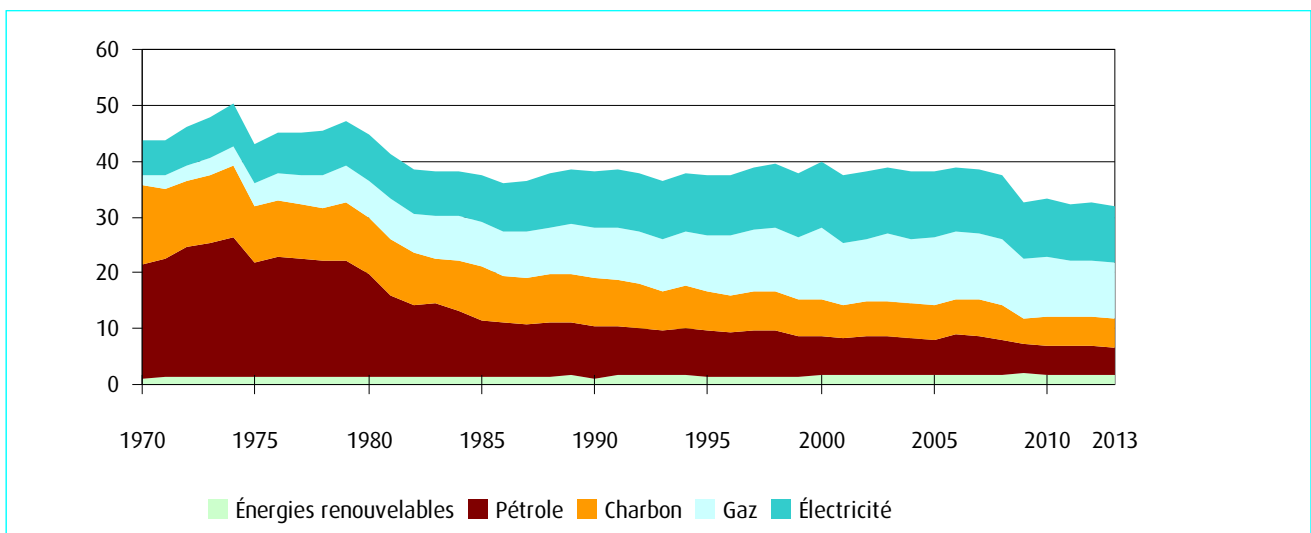
6.4 La consommation finale d'énergie de l'industrie : un recul de la consommation de 2,1 %

Dans le bilan de l'énergie, le secteur de l'industrie comprend les industries agroalimentaires, la sidérurgie et la construction, mais ne comprend pas ce qui relève de la production et de la transformation d'énergie (centrales électriques, cokeries, raffineries, pertes de distribution, etc.), qu'on affecte à une branche spécifique, la branche "énergie". Par ailleurs, on distingue les usages énergétiques de l'énergie de ses usages non énergétiques quand les molécules sont utilisées comme matière première, par exemple pour la production de plastiques, d'engrais... Les usages non énergétiques sont traités énergie par énergie dans la partie 5 du bilan.

La consommation finale d'énergie de l'industrie ainsi définie diminue de - 2,1 % en 2013, à 31,8 Mtep. Entre 1990 et 2008, elle était restée relativement stable. Puis, elle a fortement chuté en 2009, suite à la crise économique, atteignant un premier plancher record de 32,6 Mtep (- 12,8 %). Les redressements en 2010 (+ 2,2 %) et en 2012 (+ 0,5 %) n'ont pas permis de rattraper ce décrochage car ils ont été suivis à chaque fois de baisses de plus grande ampleur. Ainsi, sur la période 2009-2013, la consommation finale de l'industrie stagne en moyenne à 32,5 Mtep. En 2013, elle atteint même son plus bas niveau depuis l'origine des séries du bilan de l'énergie en 1970.

Consommation finale énergétique de l'industrie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : calculs SOes, d'après les sources par énergie

Selon l'indice de production industrielle de l'Insee (IPI), la production de l'industrie, au sens du bilan, continue en effet de se contracter en 2013. La tendance à la baisse a toutefois ralenti : - 1,6 % entre 2012 et 2013, après - 3,4 % entre 2011 et 2012. Cette baisse globale masque quelques disparités notables entre les secteurs, notamment au sein des industries grandes consommatrices d'énergie. Ainsi, l'IPI progresse de 3,6 % dans la sidérurgie tandis qu'il recule de 3,1 % dans l'industrie du papier-carton. À l'exception du secteur des « autres industries de la chimie minérale » qui bondit de 11 %, les autres secteurs les plus énergivores évoluent dans le même sens que l'industrie manufacturière dans son ensemble (- 1,3 %). La production de l'industrie agroalimentaire diminue de - 3,2 %, autant que celle de plâtres, chaux et ciments.

Dans ce contexte, la baisse de la consommation finale de l'industrie en 2013 affecte différemment les énergies.

La demande d'électricité, principale énergie utilisée dans l'industrie avec le gaz, diminue cette année à peu près comme la production industrielle globale : - 1,0 % en 2013. Elle décline pour la troisième année consécutive, ce qui la ramène à son niveau de 1991.

La consommation de gaz est encore plus touchée : elle diminue de 3,1 % en 2013, après une hausse de 3,3 % en 2012. Elle est influencée en ce sens par l'évolution de la fabrication d'engrais azotés, très demandeuse de gaz naturel : ce secteur recule de 5,8 % en 2013, après un bond de 20 % en 2012.

La reprise de la sidérurgie, qui absorbe près des trois quarts du charbon dans l'industrie, majore nettement la consommation de ce combustible, en hausse de 5,0 %. L'effet est d'autant plus marqué que le regain d'activité de la sidérurgie ne concerne que sa filière fonte, plus consommatrice de combustibles minéraux solides que sa filière électrique, qui au contraire se rétracte.

À l'inverse, la consommation de produits pétroliers dans l'industrie plongerait de - 8,8 % en 2013, entraînée par l'effondrement d'environ 20 % de la demande à la fois de coke de pétrole et de fioul lourd. La contraction des principales industries utilisant ces combustibles, notamment l'industrie du verre (- 1,1 %) et l'industrie agroalimentaire (- 3,2 %), n'explique que partiellement une telle diminution. On peut donc supposer l'existence d'effets de substitution sensibles entre énergies qui jouent en défaveur du coke de pétrole et du fioul lourd.

La consommation des énergies renouvelables recule de - 2,5 %. Cette évolution concorde avec la baisse de - 3,1 % de la production de papier-carton, qui représente près de 60 % de la consommation d'énergies renouvelables dans l'industrie. Elle est composée dans son ensemble de plus de 80 % de déchets de bois à usage énergétique et de résidus agricoles. Ceux-ci sont brûlés par les établissements industriels pour produire de la chaleur qui est ensuite utilisée dans leurs processus de fabrication ou revendue à d'autres entités.

Depuis 2005, les contributions relatives des différentes énergies au bouquet énergétique final de l'industrie restent globalement stables. En 2013, l'électricité représente 32 % du mix, part quasiment équivalente à celle du gaz (31 %). Ces deux énergies sont largement prépondérantes devant le charbon qui pèse 16 % et le pétrole 15 %. La part des énergies renouvelables a évolué sensiblement : elle est passée de 4,6 % en 2005 à 6,3 % en 2009. Depuis 2010, elle est cependant retombée à 5,7 %.

Consommation finale énergétique de l'industrie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Total	47,9	38,2	38,2	32,3	32,5	31,8	- 1,3	0,0	- 1,8	0,5	- 2,1
Gaz	3,2	9,3	11,4	9,9	10,3	9,9	6,5	1,7	- 1,6	3,3	- 3,1
Électricité	7,2	9,9	12,0	10,2	10,2	10,1	1,9	1,6	- 1,7	- 0,7	- 1,0
Pétrole	24,1	9,3	7,1	5,2	5,3	4,8	- 5,4	- 2,3	- 3,3	0,3	- 8,8
Charbon	12,1	8,4	6,1	5,1	4,9	5,2	- 2,1	- 2,7	- 1,9	- 3,0	5,0
Énergies renouvelables	1,4	1,2	1,6	1,8	1,9	1,8	- 0,7	2,5	1,2	2,9	- 2,5

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

6.5 Consommation finale d'énergie dans le secteur agriculture-pêche : hausse de la consommation des produits pétroliers

En 2013, la consommation finale d'énergie de l'agriculture et de la pêche s'établit à 4,62 Mtep, soit une progression de 3,6 % par rapport à 2012. La consommation finale d'énergie de ces secteurs semble donc reprendre, après avoir diminué de 1,4 % entre 2011 et 2012. Pourtant, selon les données des comptes

provisoires de l'agriculture de l'Insee, la production agricole est quasi stable en 2013, à - 0,2 %.

Consommation finale d'énergie du secteur agriculture-pêche

En Mtep, données corrigées des variations climatiques

	1973	1990	2002	2011	2012	2013	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2011	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Total	3,65	3,97	4,47	4,52	4,46	4,62	0,5	1,0	0,1	- 1,4	3,6
Pétrole	3,27	3,33	3,51	3,45	3,34	3,48	0,1	0,4	- 0,2	- 3,3	4,2
Gaz	0,04	0,16	0,32	0,23	0,24	0,25	8,5	5,9	- 3,5	4,8	1,6
Électricité	0,30	0,43	0,56	0,69	0,73	0,74	2,1	2,3	2,3	5,6	2,4
Énergies renouvelables	0,04	0,05	0,08	0,15	0,15	0,15	1,3	4,4	6,8	0,3	0,0

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

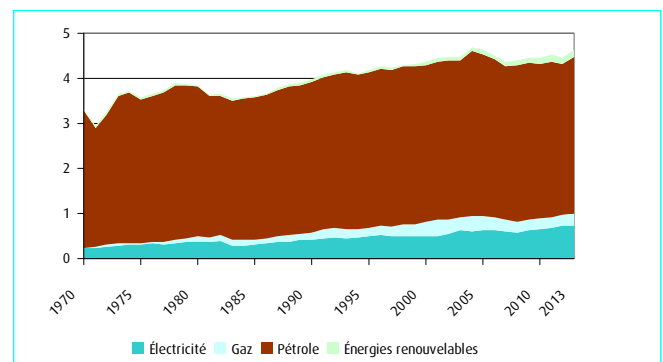
En 2013, l'augmentation est notamment portée par les produits pétroliers (+ 4,2 %), qui représentent toujours les trois quarts de la consommation énergétique du secteur. La consommation d'électricité et de gaz a également augmenté (respectivement + 2,4 % et + 1,6 %). Ces hausses sont toutefois plus modérées qu'en 2012.

La part du gaz naturel (5 %) et de l'électricité (16 %) reste stable par rapport à 2012. Leur poids a augmenté depuis les années 1970 : elles ne représentaient que 1 % et 8 % respectivement de la consommation du secteur en 1973.

La pêche absorbe 7 % des consommations d'énergie de l'ensemble agriculture-pêche. Sa consommation finale d'énergie est quasi stable en 2013, à + 0,3 %. Il s'agit pour l'essentiel du gazole consommé par les bateaux de pêche. La consommation de ce secteur avait fortement reculé entre 2003 et 2008, de 7,7 % en moyenne annuelle. Depuis, elle s'est stabilisée autour de 0,3 Mtep.

Consommation finale d'énergie du secteur agriculture-pêche

En Mtep, données corrigées des variations climatiques



Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie





7. Le bilan électrique en outre-mer



7.1 Bilan électrique en outre-mer : Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion

Chaque département d'outre-mer (DOM) est une zone non interconnectée, sans possibilité d'échange d'électricité avec l'extérieur, qui, à chaque instant, doit produire l'électricité dont elle a besoin et ne peut exporter celle dont elle n'a pas l'usage.

En 2013, les cinq DOM¹ ont produit globalement 7,6 TWh d'électricité, soit à peu près 1,3 % de la production métropolitaine. La demande locale se distingue de la demande métropolitaine par l'absence d'entreprises électro-intensives, l'usage marginal du chauffage électrique et le développement des équipements de climatisation. La consommation primaire d'électricité est stable entre 2012 et 2013.

Le résidentiel représente 46 % de la consommation finale d'électricité, le tertiaire plus de 42 % et les autres secteurs (industrie, agriculture, transports) 11 % (respectivement 31 %, 27 % et 42 % en métropole). La consommation primaire par habitant s'élève en moyenne à 3,2 MWh en 2013 contre 8,4 MWh en métropole, avec des écarts du simple au triple entre Mayotte et la Guadeloupe (respectivement 1,3 MWh/h et 4,5 MWh/h).

En l'absence de filière nucléaire, la production électrique de base repose sur les centrales thermiques fonctionnant à partir de combustibles fossiles importés (pétrole et charbon), mais aussi parfois à partir de combustibles renouvelables locaux, comme la bagasse (résidu du traitement de la canne à sucre). Le mix énergétique des centrales bi-combustibles « bagasse – charbon » dépend fortement de la disponibilité de la bagasse. Ces centrales produisent à la fois de la chaleur, nécessaire au fonctionnement de

la sucrerie, et de l'électricité injectée sur le réseau (centrale de cogénération). Il existe également quelques petites unités de production d'électricité à partir de biogaz.

Chaque DOM exploite au mieux ses particularités géographiques et ses richesses naturelles pour produire de l'électricité. La Réunion et la Guyane disposent d'une pluviométrie importante, d'un relief ou d'un réseau de fleuves qui ont favorisé l'essor de la filière hydraulique. La force du vent a permis à la Guadeloupe de développer une production éolienne, mais cette filière reste marginale voire totalement absente dans les quatre autres DOM. La Guadeloupe a également la particularité de disposer d'une production électrique d'origine géothermique. Par ailleurs, les cinq DOM bénéficient tous d'un fort ensoleillement, favorable à la croissance du photovoltaïque. Moins favorisée par la nature que les autres DOM, Mayotte dispose d'une production électrique qui se limite aux seules filières thermique et photovoltaïque.

L'absence d'interconnexion et le coût élevé des combustibles fossiles incitent chaque DOM à améliorer son indépendance énergétique, en développant la production d'origine renouvelable, en favorisant la maîtrise de la consommation, et en projetant la mise en œuvre de procédés de stockage de l'électricité intermittente (électricité d'origine éolienne ou photovoltaïque).

¹ Mayotte, devenu 101^e département français depuis le 31 mars 2011, est prise en compte pour la première fois dans le calcul du bilan électrique des DOM, pour les années 2011 à 2013.

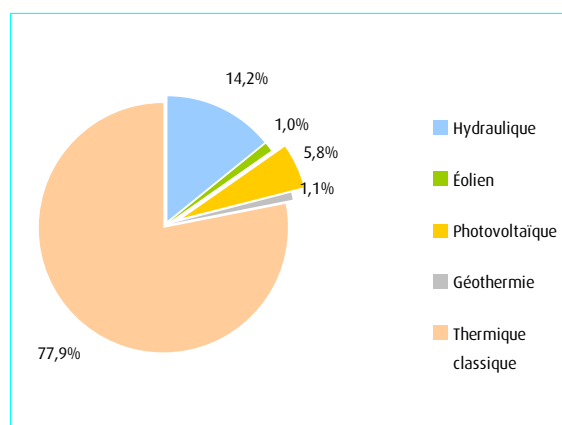
Production totale brute d'électricité et mix électrique en outre-mer¹⁰

	2011		2012		2013		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Électricité primaire	1 245	16,7	1 568	20,7	1 674	22,1	25,9	6,8
dont :								
hydraulique	890	12,0	1 064	14,0	1 079	14,2	19,5	1,4
éolien	57	0,8	70	0,9	72	1,0	22,7	2,8
photovoltaïque	242	3,2	383	5,0	442	5,8	58,6	15,5
géothermie	56	0,8	51	0,7	81	1,1	- 9,5	59,7
Thermique classique	6 190	83,3	6 019	79,3	5 915	77,9	- 2,8	- 1,7
Production totale brute d'électricité	7 435	100,0	7 586	100,0	7 589	100,0	2,0	0,0
Résidentiel-tertiaire	5 804	91,5	5 914	91,9	5 724	88,2	1,9	- 3,2
- Résidentiel	2 856	45,0	2 912	45,3	2 982	45,9	2,0	2,4
- Tertiaire	2 948	46,5	3 002	46,7	2 742	42,2	1,8	- 8,7
Industrie, agriculture, transports	464	7,3	440	6,8	686	10,6	- 5,2	55,9
Autres (1)	78	1,2	78	1,2	80	1,2	0,4	2,1
Consommation finale d'électricité	6 346	100,0	6 433	100,0	6 490	100,0	1,4	0,9
Consommation de la branche énergie	1 089	14,6	1 153	15,2	1 099	14,5	5,9	- 4,7
Total consommation primaire d'électricité	7 435	100,0	7 586	100,0	7 589	100,0	2,0	0,0

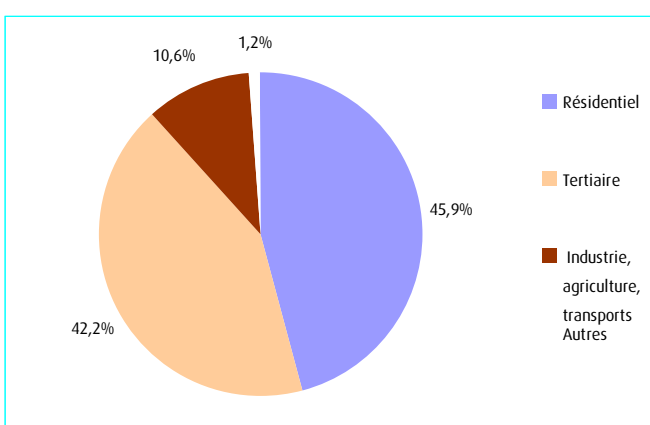
(1) non affecté (consommation d'électricité à usage professionnel à Mayotte).

Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI, Électricité de Mayotte

Structure de la production totale brute d'électricité en outre-mer (7 589 GWh en 2013)



Consommation finale d'électricité par secteur en outre-mer (6 490 GWh en 2013)



Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI, Électricité de Mayotte

¹⁰ L'écart entre la production brute et la consommation finale correspond à la somme des pertes de distribution, techniques et non techniques et de la consommation interne des installations de production d'électricité, consommation qui varie fortement selon la filière.

La Guadeloupe *

En **Guadeloupe**, comme dans tous les DOM à l'exception de la Guyane, la production est principalement assurée par des centrales thermiques classiques, mais leur part dans le total décroît fortement au profit du photovoltaïque et, dans une moindre mesure, de l'éolien.

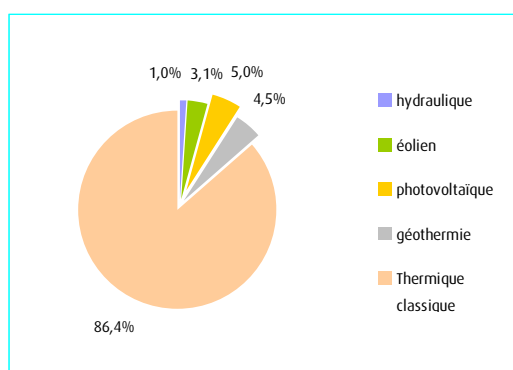
La Guadeloupe est le seul DOM à disposer d'une filière géothermique et où la part de l'éolien n'est pas marginale. En 2013, la part du résidentiel dans la consommation (49,4 %) y est la plus élevée, derrière Mayotte. La consommation finale d'électricité a stagné en 2013 (+ 0,2 %), après une hausse de 2,9 % en 2012.

Production totale brute d'électricité et mix électrique en Guadeloupe

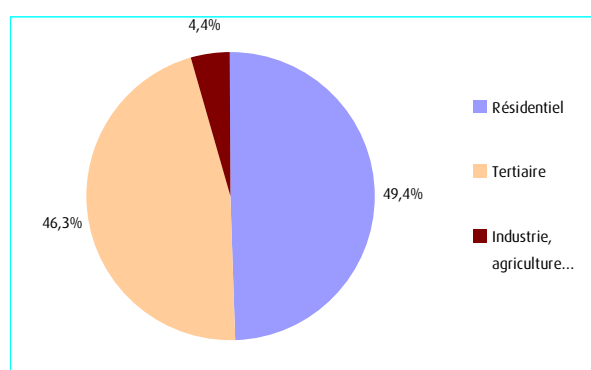
	2011		2012		2013		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Électricité primaire	145	8,3	189		246	13,6	30,5	29,9
dont :								
hydraulique	15	0,8	14	0,8	18	1,0	- 5,5	25,6
éolien	45	2,6	51	2,8	57	3,1	13,0	11,5
photovoltaïque	29	1,7	74	4,1	91	5,0	153,0	23,0
géothermie	56	3,2	51	2,8	81	4,5	- 9,5	59,7
Thermique classique	1 608	91,7	1 626	89,6	1 561	86,4	1,2	- 4,0
Production totale brute d'électricité	1 753	100,0	1 816	100,0	1 807	100,0	3,6	- 0,5
Résidentiel-tertiaire	1 408	96,1	1 443	95,8	1 444	95,7	2,5	0,1
- Résidentiel	724	49,4	742	49,2	745	49,4	2,5	0,5
- Tertiaire	684	46,7	701	46,5	699	46,3	2,5	- 0,3
Industrie, agriculture, transports	57	3,9	64	4,2	66	4,4	12,3	3,1
Consommation finale d'électricité	1 465	100,0	1 507	100,0	1 510	100,0	2,9	0,2
Consommation de la branche énergie	288	16,4	309	17,0	297	16,4	7,3	- 3,9
Total consommation primaire d'électricité	1 753	100,0	1 816	100,0	1 807	100,0	3,6	- 0,5

Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

Structure de la production totale brute d'électricité en Guadeloupe (1 807 GWh en 2013)



Consommation finale d'électricité par secteur en Guadeloupe (1 510 GWh en 2013)



Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

* Contrairement à 2012, les données publiées cette année portent sur le seul département de Guadeloupe, à l'exclusion des Collectivités d'Outre-mer de Saint-Martin et Saint-Barthélemy qui ne font plus partie de la Guadeloupe depuis 2007.

La Martinique

Comme à Mayotte, la production électrique en **Martinique** repose essentiellement sur les centrales thermiques. La production hydraulique est absente et l'éolien est marginal. En 2013, la structure de la consommation finale est équilibrée entre le résidentiel et le tertiaire (respectivement 43,6 % et 45,0 %),

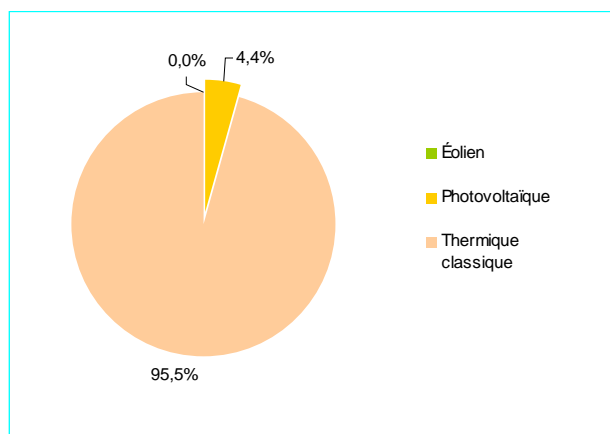
tandis que la part de l'industrie s'élève à 11,4 %. La consommation finale d'électricité a légèrement progressé de 0,5 % en 2013 après avoir stagné en 2012.

Production totale brute d'électricité et mix électrique en Martinique

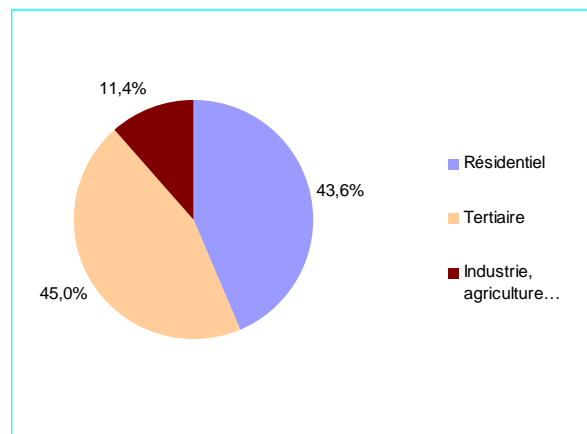
	2011		2012		2013		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Électricité primaire	37	2,2	70	4,2	74	4,5	90,5	6,2
dont :								
photovoltaïque	35	2,1	69	4,1	74	4,4	93,9	7,4
Thermique classique	1 635	97,8	1 608	95,8	1 591	95,5	- 1,6	- 1,1
Production totale brute d'électricité	1 672	100,0	1 678	100,0	1 665	100,0	0,4	-0,8
Résidentiel-tertiaire	1 273	91,2	1 283	92,0	1 242	88,6	0,8	- 3,2
- Résidentiel	588	42,1	606	43,4	611	43,6	3,0	0,9
- Tertiaire	685	49,1	678	48,6	631	45,0	- 1,1	- 6,9
Industrie, agriculture, transports	123	8,8	112	8,0	160	11,4	- 9,2	42,9
Consommation finale d'électricité	1 396	100,0	1 395	100,0	1 402	100,0	0,0	0,5
Consommation de la branche énergie	276	16,5	283	16,9	263	15,8	2,5	- 7,1
Total consommation primaire d'électricité	1 672	100,0	1 678	100,0	1 665	100,0	0,4	- 0,8

Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

Structure de la production totale brute d'électricité en Martinique (1 665 GWh en 2013)



Consommation finale d'électricité par secteur en Martinique (1 402 GWh en 2013)



Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

La Guyane

En 2013, 55 % de la production de la **Guyane** est assurée par l'hydraulique et 40 % seulement par le thermique classique. La production d'électricité primaire représente 60 % du total.

La consommation d'électricité en Guyane a augmenté de 2,4 % en 2013 après une hausse de 1,9 % en 2012.

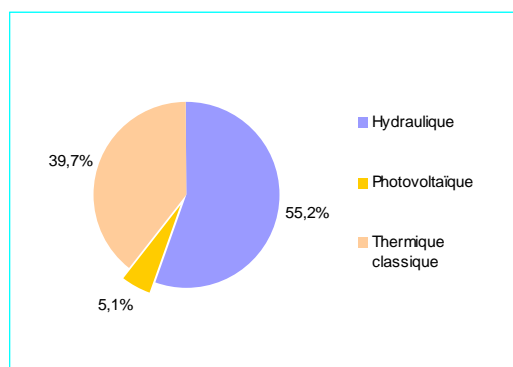
La part de l'industrie dans la consommation finale d'électricité est particulièrement faible en Guyane (6,0 %) et celle du résidentiel est la plus faible des cinq DOM. En revanche le secteur tertiaire, auquel sont affectées les consommations de plusieurs établissements du Centre spatial de Kourou, représente 55 % du total.

Production totale brute d'électricité et mix électrique en Guyane

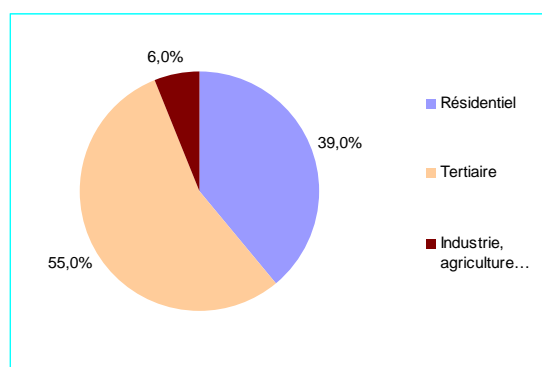
	2011		2012		2013		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Électricité primaire	500	57,3	603	67,7	543	60,3	20,5	- 10,0
dont :								
hydraulique	469	53,7	556	62,5	497	55,2	18,7	- 10,6
photovoltaïque	31	3,6	47	5,2	46	5,1	48,6	- 2,0
Thermique classique	373	42,7	287	32,3	358	39,7	- 23,0	24,6
Production totale brute d'électricité	873	100,0	890	100,0	901	100,0	1,9	1,2
Résidentiel-tertiaire	725	96,8	741	97,0	723	94,0	2,1	- 2,4
- Résidentiel	283	37,8	290	38,0	300	39,0	2,6	3,3
- Tertiaire	442	59,1	450	58,9	423	55,0	1,8	- 6,1
Industrie, agriculture, transports	24	3,2	23	3,0	46	6,0	- 4,2	100,0
Consommation finale d'électricité	749	100,0	764	100,0	769	100,0	2,0	0,6
Consommation de la branche énergie	124	14,2	126	14,2	132	14,7	1,6	4,8
Total consommation primaire d'électricité	873	100,0	890	100,0	901	100,0	1,9	1,2

Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

Structure de la production totale brute d'électricité en Guyane (901 GWh en 2013)



Consommation finale d'électricité par secteur en Guyane (769 GWh en 2013)



Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

La Réunion

Plus diversifiée, la production de la **Réunion** s'élève à 2,9 TWh en 2013, soit 38,6 % de la production totale des cinq DOM. Elle est majoritairement constituée de thermique classique (72,9 %). La filière hydraulique arrive en deuxième position (19,2 %), suivie du photovoltaïque (7,4 %). Comme en Martinique, l'éolien reste

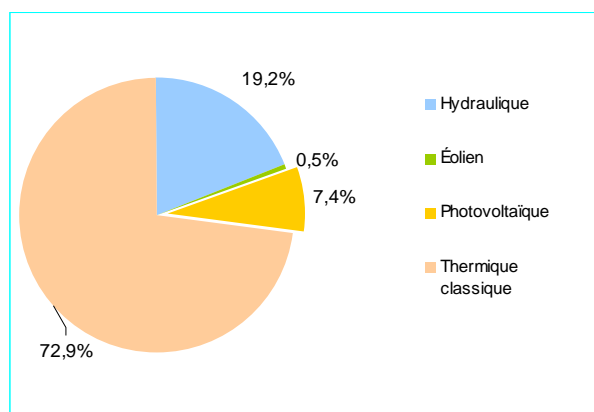
marginal. La production d'électricité primaire représente en 2013 un peu plus du quart du total (27,1 %). La consommation finale d'électricité progresse de 1,1 % en 2013 et si la part du tertiaire dans le total est la plus faible des cinq DOM, celle de l'industrie est la plus élevée (16,3 %).

Production totale brute d'électricité et mix électrique à la Réunion

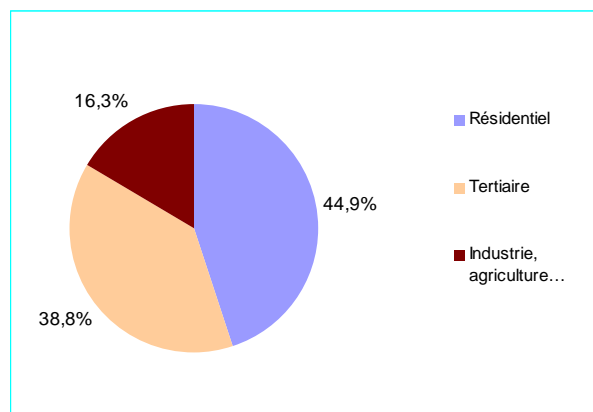
	2011		2012		2013		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Électricité primaire	550	19,1	690	23,6	795	27,1	25,6	15,1
dont :								
hydraulique	407	14,1	494	16,8	564	19,2	21,4	14,3
éolien	11	0,4	18	0,6	15	0,5	64,9	- 17,2
photovoltaïque	132	4,6	179	6,1	216	7,4	35,6	20,6
Thermique classique	2 326	80,9	2 241	80,9	2 137	80,9	- 3,7	- 4,6
Production totale brute d'électricité	2 876	100,0	2 931	100,0	2 932	100,0	1,9	0,0
Résidentiel-tertiaire	2 236	89,6	2 280	90,4	2 134	83,7	2,0	- 6,4
- Résidentiel	1 100	44,0	1 107	43,9	1 145	44,9	0,7	3,4
- Tertiaire	1 137	45,5	1 173	46,5	989	38,8	3,2	- 15,7
Industrie, agriculture, transports	261	10,5	241	9,6	416	16,3	- 7,7	72,6
Consommation finale d'électricité	2 497	100,0	2 521	100,0	2 550	100,0	1,0	1,1
Consommation de la branche énergie	379	13,2	410	14,0	382	13,0	8,2	- 6,8
Total consommation primaire d'électricité	2 876	100,0	2 931	100,0	2 932	100,0	1,9	0,0

Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

Structure de la production totale brute d'électricité à la Réunion (2 932 GWh en 2013)



Consommation finale d'électricité par secteur à la Réunion (2 550 GWh en 2013)



Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

Mayotte

Comme en Martinique, la production électrique de **Mayotte** repose principalement sur le thermique classique (94,1 %) et accessoirement sur le photovoltaïque, dont la part est cependant en hausse (5,9 % en 2013). L'électrification de Mayotte est un phénomène relativement récent qui a accompagné une croissance

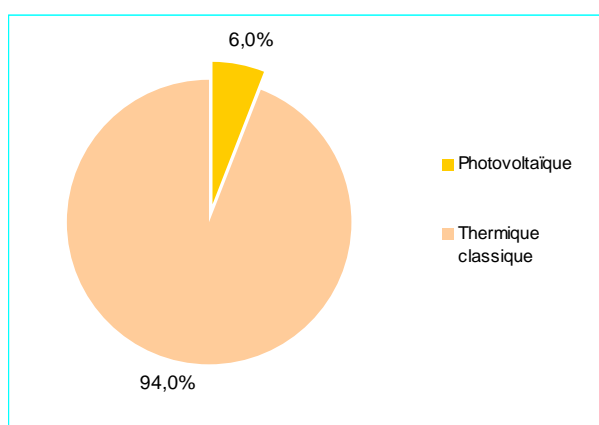
économique soutenue et une consommation d'électricité en forte hausse : + 6,0 % en 2013 pour la consommation finale, la plus forte des cinq DOM. La consommation primaire par habitant représente en revanche seulement 40 % de la moyenne des cinq DOM.

Production totale brute d'électricité et mix électrique à Mayotte

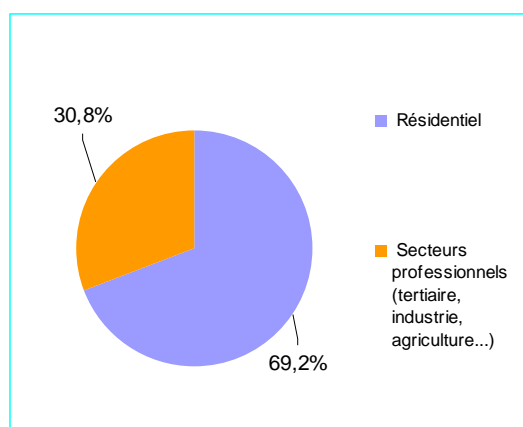
	2011		2012		2013		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Électricité primaire	14	5,3	15	5,7	17	5,9	11,5	8,5
	14	5,3	15	5,7	17	5,9	11,5	8,5
Thermique classique	248	94,7	256	94,3	268	94,1	3,0	5,0
Production totale brute d'électricité	262	100,0	271	100,0	285	100,0	3,5	5,2
Résidentiel	162	67,4	167	68,1	180	69,2	3,5	7,8
Secteurs professionnels (tertiaire, industrie, agriculture...)	78	32,6	78	31,9	80	30,8	0,4	2,1
Consommation finale d'électricité	240	100,0	246	100,0	260	100,0	2,5	6,0
Consommation de la branche énergie	22	8,4	25	9,3	25	8,6	14,1	- 2,6
Total consommation primaire d'électricité	262	100,0	271	100,0	285	100,0	3,5	5,2

Source : Électricité de Mayotte

Structure de la production totale brute d'électricité à Mayotte (285 GWh en 2013)



Consommation finale d'électricité par secteur à Mayotte (260 GWh en 2013)



Source : Électricité de Mayotte





8. Au-delà du bilan énergétique national



8.1 Intensité énergétique

L'intensité énergétique¹¹ finale diminue de 1,0 % en 2013, après correction des variations climatiques. En 2013, il a ainsi fallu consommer environ 75 tonnes-équivalent-pétrole (tep) pour produire un million d'euros 2005 de valeur ajoutée, soit près d'une de moins qu'en 2012. La baisse annuelle moyenne de l'intensité énergétique depuis 2005 s'établit désormais à - 1,3 %. Bien qu'encourageante, cette moyenne n'est pas encore au niveau de l'objectif inscrit dans la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de politique énergétique. Cette loi « Pope » prévoyait en effet une réduction de 2 % par an de l'intensité énergétique finale d'ici à 2015, puis de 2,5 % par an d'ici à 2030. Cela signifie qu'il faudrait chaque année diminuer de 2 % la consommation d'énergie nécessaire pour produire une unité de PIB.

La baisse d'intensité énergétique s'accélère par rapport à 2012 où, en données révisées, elle n'a été finalement que de 0,4 %, sans toutefois retrouver les niveaux antérieurs à la

¹¹ On définit l'intensité énergétique comme le rapport entre la consommation d'énergie (primaire ou finale), corrigée des variations climatiques, au PIB exprimé en volume. L'intensité énergétique exprime donc la quantité d'énergie nécessaire à l'économie pour produire une unité de PIB. Pour l'énergie finale, on ne prend pas en compte les usages non énergétiques.

crise économique de 2008. La moindre diminution de l'intensité énergétique s'explique sans doute par la faible activité économique en 2013.

En effet, en période de récession ou de croissance atone, les usines ne tournent pas à plein régime, ce qui détériore les rendements. Ce phénomène s'est déjà produit en 2008 (- 0,2 %). Avec la reprise en 2010, l'intensité énergétique avait à nouveau diminué de façon nette (- 2,1 %), mais le mouvement semble désormais plus irrégulier.

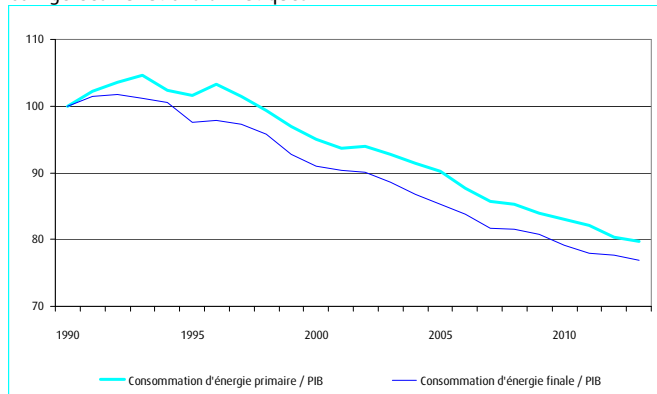
Mesurée en énergie primaire, c'est-à-dire en incluant la consommation de la branche énergie, l'intensité énergétique diminue moins fortement en 2013 : - 0,8 %, après - 2,1 % en 2012. Depuis 2005, la baisse moyenne annuelle de l'intensité énergétique est de 1,5 % par an.

Par habitant, la consommation finale énergétique est en baisse de 1,1 % en 2013, après - 0,5 % en 2012, et la consommation d'énergie primaire est en baisse de 0,9 %, après - 2,3 %. Ainsi, la consommation d'énergie est en 2013 de 2,4 tep d'énergie finale (usages non énergétiques exclus) et de 4,1 tep d'énergie primaire par habitant.

Consommations d'énergie primaire et finale par unité de PIB et par habitant

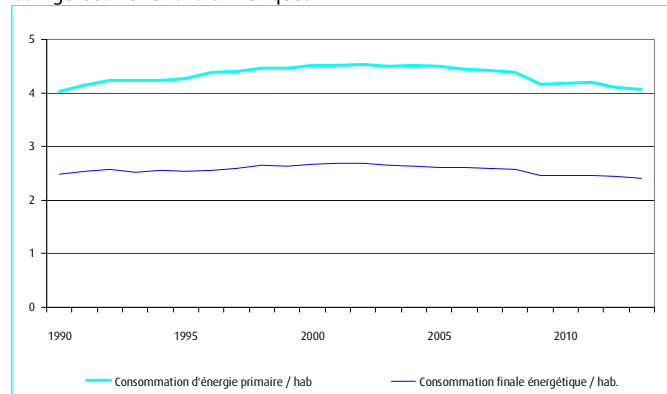
Indice base 100 en 1990

Corrigé des variations climatiques



En tep par habitant

Corrigé des variations climatiques



Source : calculs SOeS, d'après l'Insee et les sources par énergie

8.2 Les émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie : un léger recul de 0,8 %, en données corrigées des variations climatiques

Le bilan de l'énergie fournit une première estimation des émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie. Ce calcul n'est pas aussi précis que celui qui est transmis aux instances internationales dans le cadre du protocole de Kyoto (encadré méthodologique), mais il est disponible beaucoup plus tôt.

Selon ce calcul partiel et provisoire, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie augmentent de 0,8 % en 2013 en données réelles. Cependant, une fois corrigées des

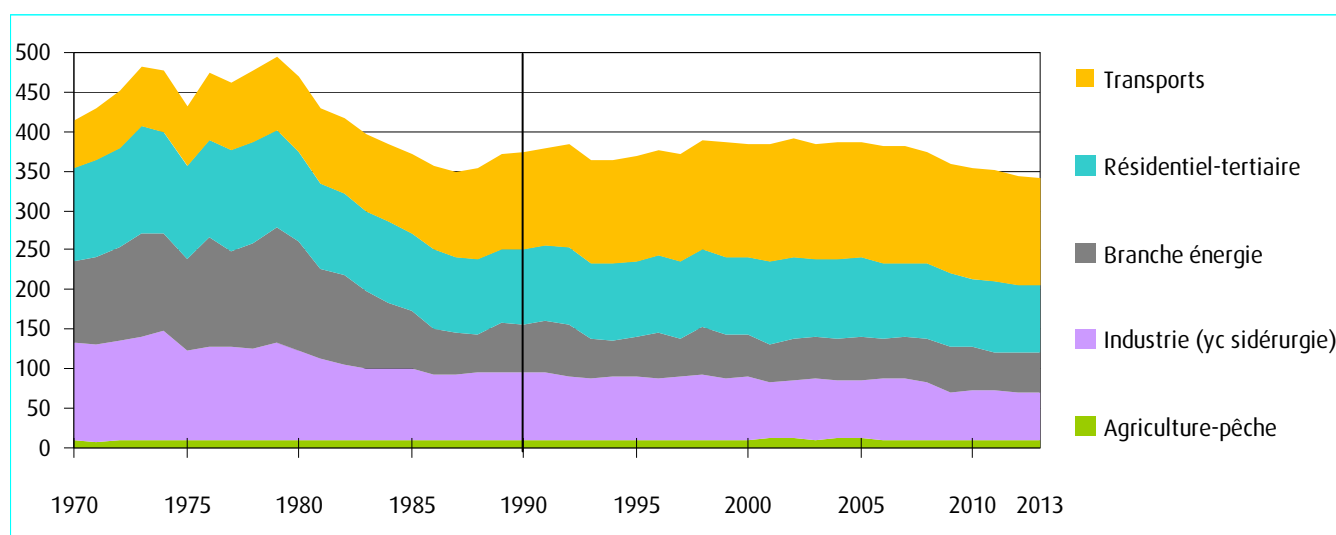
variations climatiques, elles évoluent dans le sens opposé, de -0,8 %, les températures ayant été légèrement plus froides en 2013 qu'en 2012.

Après un "plateau" de 1998 à 2007, les émissions corrigées des variations climatiques diminuent désormais nettement : elles ont reculé de 1,8 % en moyenne par an depuis 2007. Ainsi, en 2013, leur niveau est inférieur de 8,5 % à celui de 1990.

Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie par secteur

En Mt CO₂

Données corrigées des variations climatiques (sauf branche énergie)



Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

Le secteur résidentiel-tertiaire est le principal contributeur au recul des émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie en 2013 : il y contribue à hauteur de -0,6 point, dont -0,5 point du seul secteur résidentiel. En effet, en 2013, les émissions liées à l'usage des logements ont diminué nettement (-2,6 %). Cette baisse résulte de la contraction de la part des énergies fossiles dans le bouquet énergétique de 51 % à 49 % dans le secteur résidentiel, et non de l'évolution de la quantité d'énergie consommée de ce secteur (+0,4 %).

Dans les transports, les émissions ont reculé aussi, de 0,9 %, soit autant que la consommation des carburants pétroliers, qui satisfont toujours plus de 90 % de la demande énergétique de ce secteur. Ce repli contribue pour -0,4 point à l'évolution globale des émissions.

Les émissions liées à l'industrie (y compris la sidérurgie, mais excepté l'industrie de l'énergie) ont diminué de 1,9 %,

un peu moins que la consommation d'énergie du secteur (-2,1 %). L'écart entre ces deux évolutions s'explique par la remontée de la consommation de charbon (+5,0 %), combustible fortement émetteur de CO₂, suite au redressement de la production sidérurgique.

À l'inverse, dans la branche énergie, les émissions augmentent (+2,6 %). Cette hausse est encore plus nette dans les émissions liées à la production d'électricité (+3,1 %), qui représentent presque deux tiers des émissions de l'industrie de l'énergie, conséquence d'un recours croissant au charbon pour faire face aux pics de consommation, dans un contexte de faible prix à la fois de ce combustible et de la tonne de CO₂ émise. Néanmoins, en 2013, grâce à une forte disponibilité de la production d'origine hydraulique, la demande des centrales à charbon a augmenté de façon plus limitée (+13 %) par rapport à 2012 (+36 %).

Les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie dans

l'agriculture progressent aussi (+ 4,1 %). Elles suivent ainsi la hausse de la consommation des produits pétroliers (+ 4,2 %), qui composent les trois quarts du bouquet énergétique du secteur.

Les contributions des différents secteurs aux émissions globales de CO₂ dues à la combustion d'énergie sont assez

stables depuis 2010. Le transport est le premier émetteur (40 %), loin devant le résidentiel-tertiaire (25 %). La part de l'industrie (18 %) est comparable à celle de la branche énergie (15 %). Celle de l'agriculture reste minime (3 %), en lien avec la faible consommation d'énergie de ce secteur.

Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

En Mt CO₂

Données corrigées des variations climatiques

	1990	2010	2011	2012	2013	Évolution 1990-2013 (en %)	Évolution 2012-2013 (en %)	Contribution à l'évolution 2012-2013 (en %)
Transports ¹	122	139	139	138	137	11,9	- 0,9	- 0,4
Résidentiel-tertiaire	95	86	90	86	84	- 11,6	- 2,5	- 0,6
dont résidentiel	nd	60	63	61	60	nd	- 2,6	- 0,5
Industrie ² hors énergie	85	63	61	61	60	- 30,0	- 1,9	- 0,3
Agriculture	11	11	11	11	11	6,3	4,1	0,1
Branche énergie	61	54	50	49	50	- 17,1	2,6	0,4
dont production d'électricité	39	34	27	27	28	- 27,0	3,1	0,2
Total	374	353	351	345	342	- 8,5	- 0,8	- 0,8

¹ Hors émissions des transports internationaux maritimes, y compris transports internationaux aériens.

² Y compris combustibles destinés à l'auto-production d'électricité (production d'électricité en complément d'une activité principale, par exemple industrielle).

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

Méthodologie du calcul simplifié des émissions dues à l'énergie

Les émissions de CO₂ calculées par le SOeS sont celles issues de la combustion d'énergie fossile. Elles représentent 95 % des émissions totales de CO₂ et environ 70 % des émissions de gaz à effet de serre en France.

Le SOeS applique des facteurs d'émissions moyens aux consommations d'énergies fossiles (produits pétroliers, gaz et combustibles minéraux solides), hors usages non énergétiques. Les inventaires officiels en matière d'émissions de gaz à effet de serre, et de CO₂ en particulier, font appel à une méthodologie beaucoup plus complexe, nécessitant des données plus détaillées, qui seront disponibles en mars 2015.

Il faut également signaler des différences de périmètre :

- les émissions des déchets non renouvelables utilisés comme combustibles sont comptabilisées dans les inventaires officiels mais pas par le SOeS ;
- le SOeS prend en compte les émissions liées au transport international aérien, alors que les inventaires les excluent ;
- le SOeS ne prend pas en compte les émissions des départements d'outre-mer.

De plus, dans le bilan de l'énergie, les émissions dues à l'auto-production d'électricité sont comptabilisées dans le secteur de la branche énergie et non dans les secteurs qui consomment cette électricité, sauf dans le cas d'une auto-production des raffineries. Dans les inventaires, ces émissions sont affectées aux secteurs qui consomment l'électricité.

Dans les inventaires officiels comme dans l'estimation rapide du SOeS, ne sont mesurées que les émissions de CO₂ directes, c'est-à-dire dues aux activités qui se font sur le territoire. Pour une estimation des émissions de gaz à effet de serre engendrées par les importations, le lecteur pourra se reporter utilement à « L'empreinte carbone de la consommation des Français : évolution de 1990 à 2007 », Le point sur n° 114 - mars 2012.

8.3 La chaleur vendue en France en 2012 :

3 Mtep, dont les deux tiers produits en cogénération

Comme prévu dans le règlement européen sur les statistiques de l'énergie (règlement du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2008, complété depuis à plusieurs reprises), la France a transmis pour la première fois en 2013 une estimation d'un bilan de la chaleur. Les données transmises pour ce premier exercice ont porté sur la seule année de constat 2012. À l'avenir, ces données pourraient être complétées pour quelques années antérieures à 2012.

Les statistiques sur la chaleur présentées ici ne sont pas directement comparables avec celles qui figurent par ailleurs dans ce bilan énergétique de la France, pour l'année 2012 :

- la consommation finale de chaleur comporte la chaleur produite par les producteurs dont la production d'énergie est l'activité principale, et la chaleur vendue pour les autres producteurs, conformément au règlement européen et à la demande de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). *A contrario* dans le bilan de l'énergie, seuls sont comptabilisés les combustibles destinés à produire de la chaleur, ainsi que la chaleur primaire pour le solaire thermique et la géothermie ;

- l'information mobilisable sur le sujet est partielle. Pour 2012, il n'existe ainsi pas d'information sur la chaleur produite dans les secteurs agricole, résidentiel et tertiaire et vendue à des tiers, en dehors de celle produite par cogénération.

Les données transmises mobilisent différentes sources d'information :

- l'enquête annuelle pilotée par le SOeS et réalisée en partenariat avec le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU) sur les réseaux de chaleur ;

- l'enquête annuelle réalisée par le SOeS sur la production d'électricité auprès de tous les producteurs, et qui permet donc d'obtenir des données sur la chaleur cogénérée produite par les producteurs d'électricité ;

- l'enquête annuelle réalisée par l'Insee sur les consommations d'énergie dans l'industrie, qui fournit de l'information sur la vapeur produite, éventuellement vendue, et sur les combustibles utilisés pour la produire.

En 2012, selon cette première estimation, la production de chaleur vendue en France métropolitaine s'est élevée à un peu plus de 3 Mtep. Les deux tiers de cette production ont été fournis par des unités de cogénération.

Un peu plus de 300 ktep, soit 10 % de la chaleur vendue, est utilisée pour produire de l'électricité. Le reste est consommé directement sous forme de chaleur. Près de la moitié (soit 1,2 Mtep) sert à chauffer des logements, et un gros quart (0,7 Mtep) des commerces et services publics. Le reste se répartit entre usages industriels et consommateurs indéterminés.

Tableau 1 : extrait du bilan de la chaleur vendue pour 2012

En Mtep

	Total		Ensemble
	Cogénération	Chaleur seule	
Total	1,98	1,05	3,03
Nucléaire	0,00	0,00	0,00
Géothermique	0,00	0,08	0,08
Solaire	0,00	0,00	0,00
Combustibles classiques et assimilés	1,98	0,97	2,95
Pompes à chaleur	0,00	0,00	0,00
Chaudières électriques	0,00	0,00	0,00
Chaleur - procédés chimiques	0,00	0,00	0,00
Autres sources - chaleur	0,00	0,00	0,00

Source : calculs SOeS, d'après les sources sur la chaleur

Cogénération : une production de chaleur de 4,4 Mtep en 2012, dont 1,6 Mtep a été vendue à des tiers

La production simultanée dans un seul processus, de chaleur et d'électricité, peut permettre d'atteindre des rendements énergétiques globaux supérieurs à la production séparée des deux. C'est la raison pour laquelle des mesures ont été prises par les pouvoirs publics à partir de la fin des années 1990 pour mettre en place un cadre juridique et technique favorable à son développement. C'est également une priorité européenne : la première directive visant à promouvoir la cogénération a été adoptée en 2004, et elle a depuis été remplacée et complétée sur ce point par la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique.

En 2012, les centrales de cogénération ont ainsi produit 4,4 Mtep de chaleur, dont 1,6 Mtep a été vendu à des utilisateurs tiers. Tout le reste, soit 63 % de la chaleur produite par cogénération, a été auto-consommé, c'est-à-dire utilisé par l'entreprise elle-même. En effet, les deux tiers de la chaleur produite par cogénération le sont par des auto-producteurs, c'est-à-dire des entreprises qui produisent chaleur et électricité pour les besoins propres de leur activité, et peuvent en revendre le surplus à titre secondaire.

Production de chaleur par cogénération

En Mtep, données non corrigées des variations climatiques

	Pour info : électricité issue de la cogénération	Chaleur issue de la cogénération		
		Total chaleur	Chaleur vendue	Chaleur auto- consommée
Production totale	1,585	4,407	1,626	2,781
Charbon	0,047	0,284	0,031	0,253
Produits pétroliers	0,031	0,242	0,001	0,241
Gaz naturel	1,165	2,324	1,024	1,300
Autres combustibles	0,342	1,558	0,570	0,987

Source : SOeS, enquête sur la production d'électricité

La moitié de la chaleur produite par cogénération l'a été en brûlant du gaz naturel. Les déchets ménagers, hospitaliers et industriels ont fourni 15 % des combustibles pour produire de la chaleur par cogénération, suivi du bois et des déchets de bois pour 6 %.

Réseaux de chaleur : le gaz a le vent en poupe

Les réseaux de chaleur, mis en place par les collectivités sur leurs territoires afin de chauffer des bâtiments publics et privés à partir d'une chaufferie collective, peuvent permettre de mobiliser d'importants gisements d'énergies renouvelables difficiles d'accès ou d'exploitation, en particulier en zones urbaines (bois-énergie, géothermie, chaleur de récupération...).

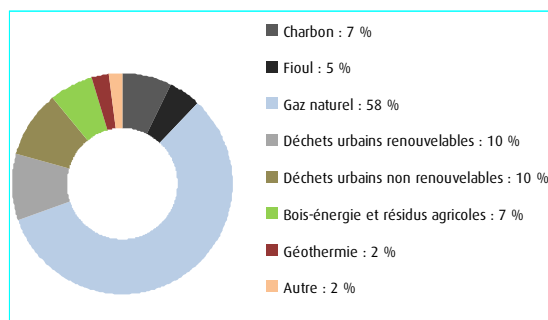
En 2012, les 384 réseaux de chaleur ayant répondu à l'enquête sur le chauffage urbain et la climatisation urbaine ont consommé environ 3,1 Mtep d'énergie, en données non corrigées des variations climatiques, dont 2,4 Mtep de combustibles (gaz naturel, biomasse, charbon et fioul). Les trois quarts de ces combustibles ont été utilisés pour produire de la chaleur, le reste ayant servi à produire de l'électricité (par cogénération). Les consommations d'énergie des réseaux ont augmenté de près de 7 % par rapport à 2011 : les températures ont été proches de la normale en 2012 (période de référence 1981-2010), alors que 2011 avait été l'année la plus chaude du siècle. La consommation de ressources renouvelables a augmenté deux fois plus, dans le sillage de la biomasse dont la consommation a crû de près d'un quart.

Le bouquet énergétique primaire du chauffage urbain s'est profondément modifié en vingt-cinq ans : le gaz, qui représentait environ 11 % de l'énergie primaire consommée, atteint désormais 58 % de l'ensemble. Cette croissance s'est faite au détriment du fioul (de plus de 40 % à moins de 5 %) et du charbon (qui a diminué de 20 % à 7 % de l'ensemble). L'ensemble des sources renouvelables augmente sensiblement sur les dernières années, et atteint 18,5 % des ressources énergétiques mobilisées, dont la moitié environ de déchets urbains renouvelables.

En 2012, les réseaux de chaleur ont livré un peu plus de 2 Mtep de chaleur. Les secteurs résidentiel et tertiaire en sont les principaux consommateurs, concentrant 85 % des livraisons.

Bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2012

En %



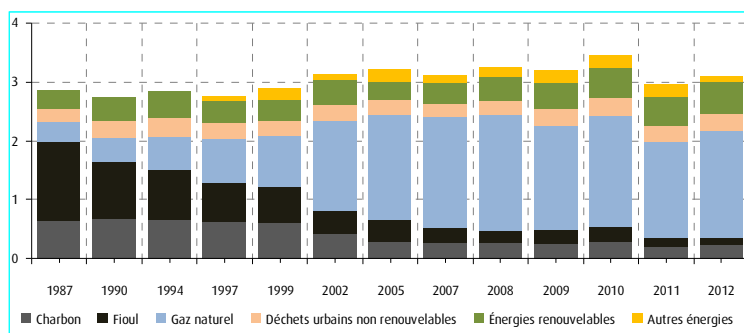
NB : Y compris les combustibles utilisés pour la production d'électricité.

Sources : SOeS, enquête sur le chauffage urbain et la climatisation urbaine

Les réseaux de chaleur consomment de plus en plus de gaz naturel

Consommation d'énergie par source d'énergie dans les réseaux de chauffage urbain

En Mtep, en données réelles, non corrigées des variations climatiques



Champ : réseaux de chaleur d'une puissance supérieure ou égale à 3,5 MW.

NB : Y compris les combustibles utilisés pour la production d'électricité.

Source : SOeS, enquête sur le chauffage urbain et la climatisation urbaine

8.4 Les énergies renouvelables : des bilans énergétiques à la comptabilisation de la Directive européenne

La directive 2009 / 28 / CE relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables (EnR) a introduit deux objectifs nationaux contraignants. Ainsi pour la France, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie doit s'établir à 23 % en 2020. De plus, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie du secteur des transports doit être au moins égale à 10 %. Compte tenu des différents objectifs nationaux, la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'ensemble de l'Union européenne devrait atteindre 20 % en 2020.

Le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (PNA) prévu par la directive EnR et remis à la Commission à l'été 2010, affiche la contribution attendue de chaque énergie renouvelable pour la production d'électricité, de chaleur ou de carburant pour les transports, avec pour principale cible l'objectif de 23 % d'EnR dans la consommation finale brute d'ici 2020. Une trajectoire annuelle entre 2005 (année de référence de la

directive EnR) et 2020 a ainsi été établie pour chacune des filières.

Les concepts et modes de comptage utilisés ici pour établir ces objectifs ont été définis par la directive. Ils diffèrent de ceux du bilan de l'énergie. Ils prennent notamment en compte les DOM ; ils normalisent les productions hydraulique et éolienne pour éliminer les aléas en matière d'hydraulicité ou de vents (*cf. définitions ci-dessous*). Le bois-énergie utilisé pour la production de chaleur, ainsi que la chaleur renouvelable des pompes à chaleur, ne sont pas corrigés des variations climatiques, contrairement au bilan. Par ailleurs, les pompes à chaleur les moins performantes ne sont pas comptabilisées, de même que les biocarburants qui n'apportent pas la preuve de leur durabilité. En outre, pour l'objectif du secteur des transports, une bonification est accordée aux biocarburants produits à partir de constituants végétaux d'origine non alimentaire et à la part renouvelable de l'électricité utilisée par les véhicules routiers électriques.

De l'approche bilan au suivi de la directive

En millions de tep

		2012	2013
Bilan : consommation finale des EnR thermiques et déchets (corrigée des variations climatiques¹) - correction des variations climatiques ¹ - déchets urbains non renouvelables + électricité renouvelable ² + écart statistique + différence de prise en compte de la CF ³ entre le bilan et l'AIE + consommation finale brute des EnR dans les DOM + normalisation de la production hydraulique + normalisation de la production éolienne Directive : consommation finale brute renouvelable (pour le suivi des objectifs)		14,97	15,34
	Métropole	- 0,17	0,43
		- 0,53	- 0,53
		7,17	8,40
		0,06	0,06
		- 0,10	- 0,10
	DOM	0,32	0,33
		0,23	- 0,79
	France	- 0,08	- 0,01
		22,74	24,55

¹ Au sens du bilan de l'énergie, dans lequel seule la consommation de bois et celle des pompes à chaleur sont corrigées des variations climatiques (*cf. annexe 4*).

² L'électricité renouvelable est prise en compte dans la colonne électricité du bilan.

³ Cf. : consommation finale.

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie

Électricité renouvelable normalisée : La directive EnR introduit la notion de normalisation pour les productions d'électricité hydraulique et éolienne afin d'atténuer l'effet des variations climatiques. Ainsi la production hydraulique renouvelable normalisée de l'année N est obtenue en multipliant les capacités du parc de l'année N par la moyenne sur les quinze dernières années du rapport « productions réelles / capacités installées ». La production éolienne normalisée de l'année N est obtenue pour sa part en multipliant les capacités moyennes de l'année N (soit

[capacité début janvier + capacité fin décembre] / 2) par la moyenne sur les cinq dernières années de ce même rapport.

Consommation finale brute d'énergie : ce concept a été également introduit par la directive EnR. Elle est égale à la somme de la consommation finale d'énergie (au sens de l'AIE et d'Eurostat), des pertes de réseau et de l'électricité et / ou chaleur consommées par la branche énergie pour produire de l'électricité et / ou de la chaleur. Elle est toujours exprimée en données non corrigées des variations climatiques.

La consommation d'énergies renouvelables en progression continue depuis 2005

Parts des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2005, 2012 et 2013

En %

	Réalisé			Trajectoire	Objectif
	2005	2012	2013 p	2013	2020
Électricité	13,8	16,7	17,1	18,0	27,0
Chauffage, refroidissement	12,2	17,3	18,3	20,5	33,0
Transports	1,2	7,0	7,1	7,5	10,5
Ensemble	9,2	13,6	14,2	15,0	23,0

NB : calculs effectués selon la méthodologie de la directive 2009 / 28 / CE.

p : les données 2013 sont provisoires à ce jour et devront être confirmées.

Champ : métropole et DOM.

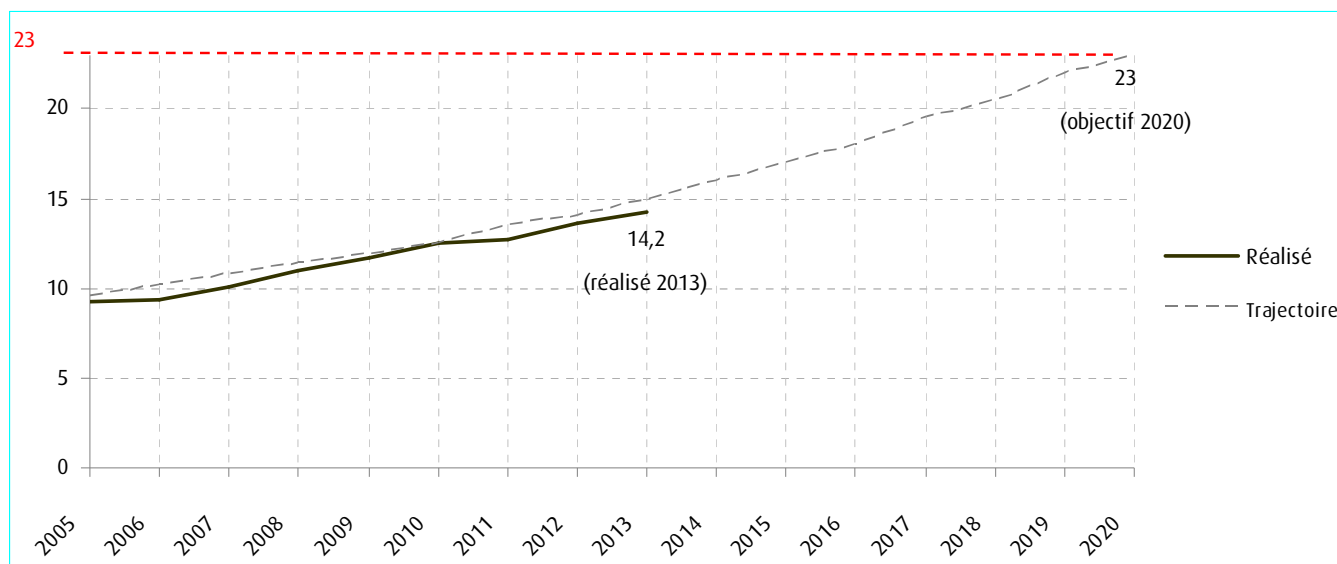
Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie (réalisé) et PNA (trajectoire)

Depuis 2005, les énergies renouvelables satisfont une part croissante de la consommation finale brute d'énergie, quels que soient les usages considérés. Leur part est ainsi estimée à 14,2 % en 2013, en hausse de 5,0 points par rapport à 2005 et de 0,6 point par rapport à 2012. Cette hausse significative résulte à la fois d'une augmentation de la consommation finale d'EnR de 7,5 Mtep, confirmant la réalité des efforts accomplis, et d'une baisse de la consommation finale toutes énergies de près de

6,6 Mtep. La croissance des énergies renouvelables provient de la plupart des filières, à l'exception de la filière hydraulique dont la production normalisée diminue de 300 ktep entre 2005 et 2013, malgré une excellente année 2013. À eux seuls, les biocarburants, avec une consommation supplémentaire de 2,3 Mtep depuis 2005, expliquent plus de 30 % de l'accroissement.

Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de 2005 à 2013, et trajectoire prévue pour atteindre l'objectif de 2020

En %



Champ : métropole et DOM.

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie (réalisé) et PNA (trajectoire)

Le développement des énergies renouvelables, en retard par rapport à la trajectoire prévue

Le PNA avait fixé un objectif de consommation finale brute d'énergies renouvelables de 24,4 Mtep en 2013. Or celle-ci atteint 23,1 Mtep, soit un manque de près de 1,3 Mtep.

Le déficit constaté concerne à la fois les composantes électrique et thermique. Comme les années précédentes, l'objectif relatif à la production d'électricité renouvelable n'est pas atteint puisque seulement 94 % de l'objectif est réalisé en 2013, soit un écart de 0,5 Mtep.

Le retard incombe principalement à la filière éolienne :

- pour l'éolien terrestre, la production atteint 88 % du niveau prévu par le PNA en 2013 ;

- pour l'éolien offshore, la mise en production des premiers parcs français a pris du retard, alors que le démarrage de la production avait été fixé en 2012 par le PNA et qu'une production de 4 TWh avait été prévue pour 2013.

Malgré une excellente année 2013, la contribution de l'hydraulique, après lissage des fluctuations de production, s'inscrit sur une tendance légèrement décroissante depuis 2005. Les épisodes de faible hydraulité se sont en effet accumulés sur les années récentes.

À l'opposé, la filière photovoltaïque continue de se distinguer parmi les filières électriques, étant en avance par rapport à la trajectoire.

Pour le chauffage et le refroidissement, 96 % de l'objectif assigné par le PNA est atteint, soit un manque de près de

0,5 Mtep. Un retard important est constaté pour les filières solaire thermique, géothermie et biogaz. L'hiver 2013 a été plus froid que la normale (période de référence 1981 - 2010), ce qui a entraîné une plus forte sollicitation des pompes à chaleur et une consommation accrue de bois-énergie notamment par les ménages. En effet, les consommations comptabilisées au titre de la directive ne sont pas corrigées des variations climatiques pour ces deux filières.

Quant aux biocarburants, la consommation de biodiésels est très proche de la trajectoire indiquée (98 %), contrairement au bioéthanol où l'écart est nettement plus important (72 %).

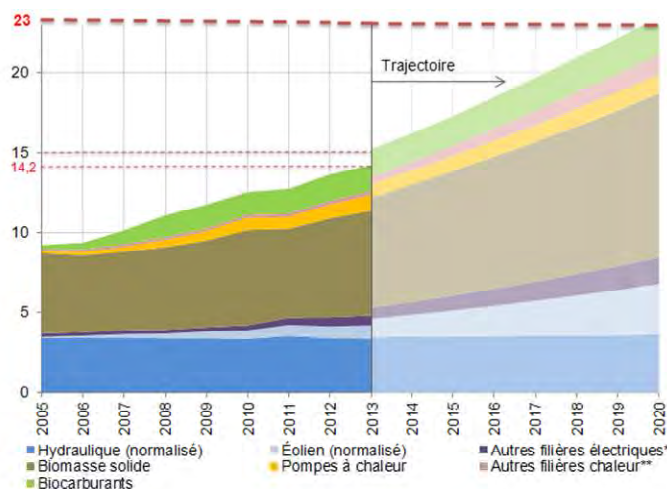
En 2013, la France a ainsi réalisé 64 % de l'objectif assigné pour 2020 (61 % pour l'électricité renouvelable, 64 % pour le thermique renouvelable et 73 % pour les biocarburants).

Les efforts à réaliser pour atteindre cet objectif restent toutefois importants : en termes de consommation finale brute d'énergies renouvelables, 13 Mtep supplémentaires sont nécessaires d'ici à 2020 d'après le PNA, alors que la progression sur la période 2005-2013 s'est élevée à 7,5 Mtep.

Les enjeux les plus importants au regard des objectifs concernent tout particulièrement l'éolien (+ 2,1 Mtep d'éolien terrestre et + 1,5 Mtep d'éolien offshore à prévoir d'ici 2020) et le bois-énergie à des fins de chauffage (+ 5,2 Mtep), principalement dans les secteurs autres que le résidentiel individuel (réseaux de chaleur, tertiaire, industrie...).

Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie par filière, de 2005 à 2013 et objectifs 2020

En %



Champ : métropole et DOM.

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie (réalisé) et PNA (trajectoire).

Consommation finale brute d'énergies renouvelables : suivi des objectifs par filière

En milliers de tep

	Réalisé		Trajec- toire 2013 (C)	Objectif 2020 (D)	Réalisé 2005-13 (B-A)	À réaliser 2013-20 (D-B)	Écart à l'objectif 2013 (B-C)	Réalisation de l'objectif 2013 (B/C) - (en %)
	2005 (A)	2013 (B)						
Consommation finale brute								
pour le calcul de l'objectif global pour le calcul de l'objectif global (V) + (W) + (X)	15 610	23 120	24 362	36 121	7 510	13 002	- 1243	95
Électricité renouvelable¹, total (V)	6 180	7 775	8 297	12 729	1 595	4 955	- 523	94
Hydraulique normalisé	5 711	5 411	5 509	5 541	- 300	130	- 97	98
Éolien normalisé	95	1 358	1 881	4 979	1 263	3 621	- 523	72
<i>dont éolien terrestre</i>	95	1 358	1 537	3 431	1 263	2 073	- 179	88
<i>dont éolien offshore</i>	0	0	344	1 548	0	1 548	- 344	0
Solaire photovoltaïque	2	438	157	592	436	154	280	278
Énergie marémotrice	41	36	55	99	- 6	63	- 20	64
Géothermie	8	8	22	41	0	33	- 14	36
Biomasse solide	279	393	544	1 158	114	765	- 150	72
Biogaz	43	131	129	318	88	187	2	101
Chaleur renouvelable², total (W)	9 027	12 658	13 165	19 732	3 631	7 074	- 507	96
Solaire thermique	49	145	280	927	96	782	-135	52
Géothermie	108	113	235	500	5	387	- 122	48
Pompes à chaleur ³	215	1 629	1 370	1 850	1 414	221	259	119
<i>dont géothermiques</i>	54	359	370	570	305	211	- 11	97
Biomasse solide ³	8 570	10 666	11 135	15 900	2 096	5 234	- 469	96
<i>dont consommation de bois des ménages⁴</i>	6 627	7 574	7 000	7 400	947	-174	574	108
Biogaz ³	85	106	145	555	21	449	- 39	73
Carburants renouvelables, total (X)	403	2 687	2 900	3 660	2 284	973	- 213	93
Bioéthanol	75	393	550	650	319	257	- 157	72
Biodiesel	328	2 293	2 350	2 850	1 965	557	- 57	98
Autres (biogaz, huiles végétales)	-	-	-	160	-	160	-	-
dans le secteur des transports (calcul avec bonifications)								
(X) + (Y) + (Z)	554	3 054	3 121	4 062	2 500	1 008	- 67	98
Carburants renouvelables (X)	403	2 687	2 900	3 660	2 284	973	- 213	93
Électricité renouvelable dans les transports ⁵ (Y)	150	236	221	402	85	166	15	107
<i>dont transport routier</i>	-	1	10	110	1	109	- 9	11
<i>dont transport non routier</i>	150	234	211	292	84	58	23	111
Bonifications ⁶ (Z)	-	131	-	-	131	-	-	-

1 La consommation finale brute d'électricité équivaut à la production brute d'électricité.

2 Il s'agit de la consommation finale brute d'énergie pour le chauffage (et le refroidissement), qui correspond à la somme de :

- la chaleur produite par les producteurs dont la production d'électricité et/ou de chaleur, destinée(s) à la vente, est l'activité principale ;

- la chaleur vendue par les autres producteurs ;

- les combustibles consommés par les autres producteurs pour produire la chaleur qu'ils auto-consomment

(cf. méthodologie de l'Agence internationale de l'énergie) ;

3 Des travaux méthodologiques portant sur la chaleur renouvelable produite par les pompes à chaleur sont en cours. Les séries sont ainsi amenées à être révisées, en particulier pour les pompes à chaleur aérothermiques.

4 Bois-énergie utilisé par les ménages pour le chauffage individuel de leur logement.

5 Établie à partir de la part d'électricité renouvelable dans l'ensemble de l'Union européenne.

6 Des bonifications sont prévues par la directive dans les transports pour les biocarburants de seconde génération et l'électricité consommée par les véhicules électriques. Elles interviennent pour le calcul de l'objectif d'énergies renouvelables dans la consommation du secteur des transports et sont donc incluses dans la consommation finale brute d'énergies renouvelables des transports.

Champ : métropole et DOM.

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie (réalisé) et PNA (trajectoire 2013 et objectif 2020)

Bilans de l'énergie 2011-2012-2013 (Données corrigées des variations climatiques)



Bilan de l'énergie 2013

Unité : Mtep

Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		EnRt et déchets (2)	Total
Houille Lignite-PR (1)	Coke Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	0,13		0,79	1,04	0,29		H : 8,37 N : 110,41	18,09	139,12
Importations	10,56	0,60	55,97	42,49	42,31	-	1,01	0,48	153,40
Exportations	- 0,11	- 0,01	- 0,07	- 19,15	- 4,49	-	- 5,17	- 0,23	- 29,23
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	+ 0,80	- 0,15	- 0,60	+ 0,00	+ 0,52	-		-	+ 0,56
Soutes maritimes internationales				- 2,11					- 2,11
Total disponibilités (D)	11,82		56,09	22,26	38,62	-	114,61	18,34	261,74

Indépendance énergétique (P/D)	1,1 %		2,3 %		0,7 %		103,6 %	98,6 %	53,1 %
---------------------------------------	--------------	--	--------------	--	--------------	--	----------------	---------------	---------------

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			55,67	- 52,55	0,61		- 0,09	0,25		3,89
Production d'électricité thermique	4,92	-		0,64	1,89	0,64	-4,56		2,24	5,77
Usages internes de la branche (3)	2,86	- 2,30	-	-	0,50	- 0,22	0,46 / 3,07	0,33		4,72
Pertes et ajustement	0,66	0,13	0,42	0,55	0,77	- 0,01		77,26	-	79,77
Total (A)	8,44	- 2,17	56,09	- 51,36	3,77	0,41	- 4,65	81,05	2,57	94,15

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie (4)	1,61	2,30		0,02	0,54	0,76 / -1,18		0,88	-	4,94
Industrie	1,06	0,22		4,77	9,81	-		9,20	1,81	26,86
Résidentiel	0,15	0,03		6,83	15,99	-		14,05	9,83	46,88
Tertiaire	0,10	-		3,44	5,66	-		12,01	0,89	22,10
Agriculture	-	-		3,48	0,25	-		0,74	0,15	4,62
Transports (5)	-	-		44,84	0,09	-		1,08	2,65	48,66
Total(B)	2,91	2,54		63,38	32,34	-0,41		37,96	15,34	154,06

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,08		9,83	1,44	-				11,35
------------------	----------	-------------	--	-------------	-------------	----------	--	--	--	--------------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée des variations climatiques)

Total corrigé (A + B + C)	11,80		77,93		37,55		114,36	17,91	259,55
Dont corrections climatiques	- 0,01		- 0,42		- 1,08		- 0,25	- 0,43	- 2,19

Indice de rigueur climatique = 1,064

H : hydraulique, énergie marémotrice, éolien, photovoltaïque N : nucléaire

(1) PR : produits de récupération

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

(3) Pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(4) Pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(5) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2013

Bilan de l'énergie 2012

Unité : Mtep

Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		EnRt et déchets (2)	Total
Houille Lignite-PR (1)	Coke Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	0,12		0,81	0,90	0,45		H : 7,15 N : 110,86		16,90	137,18
Importations	10,05	0,69	56,82	43,05	42,15	-	1,03		0,45	154,25
Exportations	- 0,11	- 0,05	- 0,18	- 20,05	- 5,34	-	- 4,90		- 0,13	- 30,75
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	+ 0,51	- 0,14	- 0,41	+ 0,88	+ 0,76	-			-	+ 1,60
Soutes maritimes internationales				- 2,32						- 2,32
Total disponibilités (D)	11,07		57,04	22,46	38,02	-	114,14		17,22	259,96

Indépendance énergétique (P/D)	1,1 %		2,1 %		1,2 %		103,4 %		98,1 %	52,8 %
---------------------------------------	--------------	--	--------------	--	--------------	--	----------------	--	---------------	---------------

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			56,53	- 53,26	0,56		- 0,10	0,26		3,99
Production d'électricité thermique	4,37	-		0,85	2,26	0,60	- 4,72		2,09	5,45
Usages internes de la branche (3)	2,79	- 2,21	-	-	0,39	- 0,19	0,98 / 3,03		0,33	5,12
Pertes et ajustement	0,68	0,16	0,51	0,33	0,68	- 0,10		77,05	-	79,31
Total (A)	7,83	- 2,05	57,04	- 52,08	3,89	0,30	- 4,81	81,32	2,42	93,87

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie (4)	1,41	2,24		0,02	0,52	0,79 / - 1,10		0,91	-	4,80
Industrie	1,07	0,22		5,23	10,04	-		9,27	1,85	27,68
Résidentiel	0,15	0,03		6,98	16,46	-		13,63	9,45	46,71
Tertiaire	0,10	-		3,48	5,83	-		12,13	0,85	22,40
Agriculture	-	-		3,34	0,24	-		0,73	0,15	4,46
Transports (5)	-	-		45,24	0,09	-		1,07	2,66	49,06
Total (B)	2,74	2,48		64,30	33,18	- 0,30		37,74	14,97	155,10

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,07		10,43	1,42	-				11,92
------------------	---	-------------	--	--------------	-------------	---	--	--	--	--------------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée des variations climatiques)

Total corrigé (A + B + C)	11,07		79,69		38,49		114,25		17,39	260,89
Dont corrections climatiques	0,01		0,18		0,47		0,10		0,17	0,93

Indice de rigueur climatique = 0,973

H : hydraulique, énergie marémotrice, éolien, photovoltaïque N : nucléaire

(1) PR : produits de récupération

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

(3) Pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(4) Pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(5) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2013

Bilan de l'énergie 2011

Unité : Mtep

Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		EnRt et déchets (2)	Total
Houille Lignite- PR (1)	Coke Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consom- mation		

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	0,06		0,90	1,09	0,50		H : 5,54 N : 115,21	15,07	138,37
Importations	8,96	0,87	64,41	40,23	43,86	-	0,82	0,53	159,68
Exportations	- 0,07	- 0,06	- 0,46	- 22,78	- 5,78	-	- 5,67	- 0,16	- 34,98
Stocks (+ = déstockage, - = stockage)	+ 0,01	- 0,00	+ 0,46	- 0,13	- 1,78	-		-	- 1,45
Soutes maritimes internationales				- 2,45					- 2,45
Total disponibilités (D)	9,77		65,30	15,95	36,81	-	115,90	15,44	259,17

Indépendance énergétique (P/D)	0,6 %		2,4 %		1,4 %		104,2 %	97,6 %	53,4 %
---------------------------------------	--------------	--	--------------	--	--------------	--	----------------	---------------	---------------

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			64,69	- 60,58	0,64		- 0,10	0,32		4,98
Production d'électricité thermique	3,22	-		0,78	4,28	0,53	- 4,74		2,06	6,13
Usages internes de la branche (3)	2,54	- 2,04	-	-	0,46	- 0,17		1,36 2,91	0,36	5,43
Pertes et ajustement	0,53	0,10	0,61	0,24	0,38	- 0,03		79,83	-	81,66
Total (A)	6,29	- 1,94	65,30	- 59,56	5,76	0,34	- 4,84	84,42	2,42	98,20

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie (4)	1,43	2,37		0,04	0,53	0,66 - 0,99		0,96	-	4,98
Industrie	1,00	0,29		5,20	9,74	-		9,29	1,80	27,32
Résidentiel	0,16	0,03		7,33	16,50	-		13,16	9,04	46,23
Tertiaire	0,11	-		4,25	5,84	-		11,88	0,77	22,85
Agriculture	-	-		3,45	0,23	-		0,69	0,15	4,52
Transports (5)	-	-		45,71	0,09	-		1,04	2,43	49,27
Total (B)	2,71	2,69		65,98	32,93	- 0,34		37,03	14,18	155,17

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,07		10,94	1,37	-				12,37
------------------	---	-------------	--	--------------	-------------	---	--	--	--	--------------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée des variations climatiques)

Total corrigé (A + B + C)	9,81		82,66		40,06		116,61	16,60	265,74
Dont corrections climatiques	0,04		1,41		3,25		0,71	1,16	6,58

Indice de rigueur climatique = 0,812

H : hydraulique, énergie marémotrice, éolien, photovoltaïque N : nucléaire

(1) PR : produits de récupération

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

(3) Pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(4) Pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(5) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOEs, bilan de l'énergie 2013

Charbon

Unité : kt

2011		2012		2013 p	
Houille Lignite-PR (1)	Coke Agglomérés	Houille Lignite-PR (1)	Coke Agglomérés	Houille Lignite-PR (1)	Coke Agglomérés

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	149		290		313	
Importations	14 510	1 289	16 262	1 025	17 105	893
Exportations	- 119	- 84	- 180	- 72	- 182	- 12
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	+ 32	- 7	+ 854	- 217	+ 1 246	- 222
Soutes maritimes internationales						
Total disponibilités (D)	15 770		17 962		19 142	

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage						
Production d'électricité thermique	5 280	-	7 194	-	8 023	-
Usages internes de la branche	4 103	- 3 032	4 502	- 3 285	4 627	- 3 415
Pertes et ajustement	852	138	1 083	226	1 055	183
Total (A)	10 235	- 2 894	12 779	- 3 059	13 705	- 3 232

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie	2 309	3 551	2 284	3 355	2 598	3 446
Industrie	1 651	428	1 753	324	1 758	327
Résidentiel	256	45	249	37	242	34
Tertiaire	183	-	168	-	160	-
Agriculture	-	-	-	-	-	-
Transports (2)	-	-	-	-	-	-
Total (B)	4 399	4 024	4 454	3 716	4 759	3 807

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	74	-	80	-	83
------------------	---	----	---	----	---	----

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée des variations climatiques)

Total corrigé (A + B + C)	15 838		17 970		19 122	
<i>Dont corrections climatiques</i>	68		8		- 20	
<i>Indice de rigueur climatique</i>	<i>0,81</i>		<i>0,97</i>		<i>1,06</i>	

(1) PR : produits de récupération.

(2) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2013

Pétrole

Unité : kt

2011		2012		2013 p	
Brut	Raffiné	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	895	1 005	807	831	793	963
Importations	64 410	40 472	56 820	43 096	55 968	42 455
Exportations	- 461	- 22 729	- 183	- 19 952	- 68	- 19 094
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	+ 456	- 131	- 405	+ 868	- 603	+ 22
Soutes maritimes internationales		- 2 566		- 2 426		- 2 214
Total disponibilités (D)	65 300	16 051	57 039	22 417	56 090	22 132

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage	64 689	- 60 635	56 529	- 53 300	55 667	- 52 626
Production d'électricité thermique		795		881		641
Usages internes de la branche	-	-	-	-	-	-
Pertes et ajustement	611	1 235	510	1 228	423	1 221
Total (A)	65 300	- 58 605	57 039	- 51 191	56 090	- 50 764

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie		37		24		23
Industrie		5 473		5 425		4 905
Résidentiel	-	7 235	-	6 889	-	6 746
Tertiaire	-	4 179	-	3 430	-	3 383
Agriculture		3 424		3 311		3 451
Transports (1)		44 809		44 330		43 940
Total (B)		65 157		63 408		62 448

Consommation finale non énergétique

Total (C)		10 890		10 380		10 031
------------------	--	---------------	--	---------------	--	---------------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée des variations climatiques)

Total corrigé (A + B + C)	82 742	79 636	77 805
<i>Dont corrections climatiques</i>	1 391	180	- 417
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,81	0,97	1,06

(1) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2013

Gaz

Unité : GWh PCS

2011		2012		2013 p	
Naturel	Industriels	Naturel	Industriels	Naturel	Industriels

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	6 534		5 839		3 739	
Importations	569 582	-	547 439	-	549 458	-
Exportations	- 75 011	-	- 69 312	-	- 58 305	-
Stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 23 118	-	+ 9 859	-	+ 6 699	-
Soutes maritimes internationales						
Total disponibilités (D)	477 988	-	493 825	-	501 591	-

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage	8 367		7 271		7 925	
Production d'électricité thermique	55 572	6 923	29 344	7 781	24 513	8 272
Usages internes de la branche	5 968	- 2 147	5 097	- 2 510	6 441	- 2 799
Pertes et ajustement	4 925	- 408	8 872	- 1 335	10 037	- 108
Total (A)	74 832	4 368	50 584	3 935	48 917	5 365

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie	6 850	8537 / -12 905	6 734	10318 / -14 254	6 978	9926 / -15 292
Industrie	126 429	-	130 327	-	127 401	-
Résidentiel Tertiaire	290 152	-	289 449	-	281 166	-
Résidentiel	214 286	-	213 731	-	207 612	-
Tertiaire	75 866	-	75 718	-	73 554	-
Agriculture	3 005	-	3 150	-	3 200	-
Transports (2)	1 175	-	1 190	-	1 210	-
Total (B)	427 612	- 4 368	430 850	- 3 935	419 956	- 5 365

Consommation finale non énergétique

Total (C)	17 767	-	18 460	-	18 736	-
------------------	---------------	----------	---------------	----------	---------------	----------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée des variations climatiques)

Total corrigé (A + B + C)	520 210	499 894	487 609
<i>Dont corrections climatiques</i>	42 223	6 068	- 13 982
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,81	0,97	1,06

(1) Pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(2) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2013

Électricité

Unité : GWh

2011		2012		2013 p	
Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	H : 64447 N : 442082		H : 83098 N : 425406		H : 97269 N : 423685	
Importations	9 501		11 984		11 687	
Exportations	- 65 914		- 56 933		- 60 148	
Stocks (+= déstockage, -= stockage)						
Soutes maritimes internationales						
Total disponibilités (D)	450 117		463 555		472 493	

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage	- 1 119	3 760	- 1 113	3 015	- 1 076	2 896
Production d'électricité thermique	- 55 125		- 54 841		- 53 004	
Usages internes de la branche ²		15 868 33 809		11 337 35 260		5 406 35 746
Pertes ³ et ajustement		30 653		32 277		38 153
Total (A)	- 56 245	84 089	- 55 954	81 889	- 54 080	82 201

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie		11 155		10 584		10 268
Industrie		108 019		107 807		106 958
Résidentiel Tertiaire		291 241		299 546		303 012
	Résidentiel	153 044		158 538		163 377
	Tertiaire	138 197		141 008		139 634
Agriculture		8 004		8 450		8 650
Transports (hors soutes)		12 113		12 446		12 552
Total (B)		430 532		438 833		441 440

Consommation finale non énergétique

Total (C)						
------------------	--	--	--	--	--	--

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée des variations climatiques)

Total corrigé (A + B + C)	458 377	464 767	469 561
Dont corrections climatiques	8 260	1 212	- 2 932
Indice de rigueur climatique	<i>0,81</i>	<i>0,97</i>	<i>1,06</i>

H : Hydraulique, énergie marémotrice, éolien, photovoltaïque N : Nucléaire.

(1) Dans ce tableau, à la différence de celui du bilan en Mtep, on ne prend en compte que l'énergie produite sous forme d'électricité. On exclue donc l'énergie thermique non récupérée sous forme de chaleur (chaleur perdue), qui représente 67 % de l'énergie dégagée par les centrales nucléaires. La production obtenue s'éloigne du concept d'électricité primaire des bilans internationaux, mais se rapproche de la production utilisée dans les bilans électriques.

(2) Dans la branche énergie, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(3) Rappelons que les pertes thermiques des centrales nucléaires ne sont pas incluses ici.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2013

Énergies renouvelables thermiques et déchets

Unité : ktep

2011	2012	2013 p
------	------	--------

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	15 069	16 898	18 091
Importations	528	448	478
Exportations	- 156	- 129	- 228
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	-	-	-
Soutes maritimes internationales			
Total disponibilités (D)	15 441	17 218	18 341

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage	-	-	-
Production d'électricité thermique	2 061	2 089	2 240
Usages internes de la branche	361	334	334
Pertes et ajustement	-	-	-
Total (A)	2 422	2 423	2 574

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie	-	-	-
Industrie	1 799	1 852	1 806
Résidentiel-tertiaire	9 805	10 308	10 726
Résidentiel	9 039	9 454	9 834
Tertiaire	766	855	892
Agriculture	151	152	152
Transports (hors soutes)	2 426	2 658	2 652
Total (B)	14 181	14 969	15 336

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	-	-
------------------	---	---	---

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée des variations climatiques)

Total corrigé (A + B + C)	16 603	17 392	17 910
<i>Dont corrections climatiques</i>	1 162	174	- 431
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,81	0,97	1,06

Nota : hydraulique, énergie marémotrice, éolien et photovoltaïque non inclus.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2013

Bilans de l'énergie 2011-2012-2013 (Données non corrigées des variations climatiques)



Bilan de l'énergie 2013

Unité : Mtep

Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		EnRt et déchets (2)	Total
Houille Lignite- PR (1)	Coke Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	0,13		0,79	1,04	0,29		H : 8,37 N : 110,41		18,09	139,12
Importations	10,56	0,60	55,97	42,49	42,31	-	1,01		0,48	153,40
Exportations	- 0,1	- 0,0	- 0,07	- 19,7	- 4,1	-	- 5,17		- 0,2	- 29,23
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	+ 0,80	- 0,1	- 0,60	+ 0,0	+ 0,1	-			-	+ 0,56
Soutes maritimes internationales				- 2,11						- 2,11
Total disponibilités (D)	11,82	56,09	22,26	38,62	-	114,61		18,34	261,74	
										78,35
Indépendance énergétique (P/D)	1,1 %	2,3 %	0,7 %	103,6 %	98,6 %	53,1 %				

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			55,67	- 52,55	0,61		- 0,09	0,25		3,89
Production d'électricité thermique	4,92	-		0,64	1,89	0,64	- 4,56		2,24	5,77
Usages internes de la branche (3)	2,86	-2,30	-	0,00	0,50	- 0,22	0,46		0,33	4,72
Pertes et ajustement	0,66	0,13	0,42	0,00	0,55	0,77	-0,01	3,07	77,26	79,77
Total (A)	8,44	- 2,17	56,09	- 51,36	3,77	0,41	- 4,65	81,05	2,57	94,15

Consommation finale énergétique (non corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie (4)	1,61	2,30		0,02	0,54	0,76	- 1,18		0,88	-	4,94
Industrie	1,06	0,22		4,80	9,92				9,20	1,81	26,99
Résidentiel Tertiaire	0,26	0,03		10,66	22,62				26,31	11,16	71,03
Agriculture	-	-		3,48	0,25				0,74	0,15	4,62
Transports (5)	-	-		44,84	0,09				1,08	2,65	48,66
Total (B)	2,93	2,54	-	63,80	33,41	-0,41			38,22	15,77	156,25

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,08	9,83	1,44	-					11,35
------------------	----------	-------------	-------------	-------------	----------	--	--	--	--	--------------

Consommation totale d'énergie primaire (non corrigée des variations climatiques)

Total non corrigé (A + B + C)	11,82	78,35	38,62	114,61	18,34	261,74
Corrections climatiques	- 0,01	- 0,42	- 1,08	- 0,25	- 0,43	- 2,19

H : hydraulique, énergie marémotrice, éolien, photovoltaïque N : nucléaire.

(1) PR : produits de récupération H : hydraulique, éolien, photovoltaïque N : nucléaire.

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

(3) Pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(4) Pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(5) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOEs, bilan de l'énergie 2013

Bilan de l'énergie 2012

Unité : Mtep

Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		EnRt et déchets (2)	Total
Houille Lignite- PR (1)	Coke Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	0,12		0,81	0,90	0,45		H : 7,15 N : 110,86		16,90	137,18
Importations	10,05	0,69	56,82	43,05	42,15	-	1,03		0,45	154,25
Exportations	- 0,1	- 0,05	- 0,18	- 20,0	- 5,	-	- 4,90		- 0,1	- 30,75
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	+ 0,5	- 0,1	- 0,41	+ 0,8	+ 0,	-			-	+ 1,60
Soutes maritimes internationales				- 2,32						- 2,32
Total disponibilités (D)	11,07		57,04	22,46	38,02	-	114,14		17,22	259,96

79,51

Indépendance énergétique (P/D)	1,1 %		2,1 %		1,2 %		103,4 %		98,1 %	52,8 %
---------------------------------------	--------------	--	--------------	--	--------------	--	----------------	--	---------------	---------------

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			56,53	- 53,26	0,56		- 0,10	0,26		3,99
Production d'électricité thermique	4,37	-		0,85	2,26	0,60	- 4,72		2,09	5,45
Usages internes de la branche (3)	2,79	- 2,21	-	0,00	0,39	- 0,19	0,98		0,33	5,12
Pertes et ajustement	0,68	0,16	0,51	0,33	0,68	- 0,10	3,03	77,05	-	79,31
Total (A)	7,83	- 2,05	57,04	- 52,08	3,89	0,30	- 4,81	81,32	2,42	93,87

Consommation finale énergétique (non corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie (4)	1,41	2,24		0,02	0,52	0,79	- 1,10		0,91	-	4,80
Industrie	1,07	0,22		5,22	9,99		-		9,27	1,85	27,62
Résidentiel Tertiaire	0,25	0,03		10,30	21,87		-		25,66	10,13	68,23
Agriculture	-	-		3,34	0,24		-		0,73	0,15	4,46
Transports (5)	-	-		45,24	0,09		-		1,07	2,66	49,06
Total (B)	2,74	2,48	-	64,12	32,71	- 0,30			37,64	14,80	154,17

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,07		10,43	1,42	-					11,92
------------------	----------	-------------	--	--------------	-------------	----------	--	--	--	--	--------------

Consommation totale d'énergie primaire (non corrigée des variations climatiques)

Total non corrigé (A + B + C)	11,07		79,50		38,02		114,14		17,22	259,96
Corrections climatiques	0,01		0,18		0,47		0,10		0,17	0,93

H : hydraulique, énergie marémotrice, éolien, photovoltaïque N : nucléaire.

(1) PR : produits de récupération H : hydraulique, éolien, photovoltaïque N : nucléaire.

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

(3) Pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(4) Pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(5) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOEs, bilan de l'énergie 2013

Bilan de l'énergie 2011

Unité : Mtep

Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		EnRt et déchets (2)	Total
Houille Lignite-PR (1)	Coke Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consom-mation		

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	0,06		0,90	1,09	0,50		H : 5,54 N : 115,21	15,07	138,37
Importations	8,96	0,87	64,41	40,23	43,86	-	0,82	0,53	159,68
Exportations	- 0,07	- 0,06	- 0,46	- 22,7	- 5,	-	- 5,67	- 0,1	- 34,98
Stocks (+ = déstockage, - = stockage)	+ 0,0	- 0,00	+ 0,46	- 0,	- 1	-		-	- 1,45
Soutes maritimes internationales				- 2,45					- 2,45
Total disponibilités (D)	9,77	65,30	15,95	36,81	-	115,90		15,44	259,17
	81,25								
Indépendance énergétique (P/D)	0,6 %	2,4 %	1,4 %	104,2 %	97,6 %	53,4 %			

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			64,69	-60,58	0,64		- 0,1	0,32		4,98
Production d'électricité thermique	3,22	-		0,78	4,28	0,53	- 4,74		2,06	6,13
Usages internes de la branche (3)	2,54	- 2,04	-	0,00 0,00	0,46	- 0,17	1,36 2,91		0,36	5,43
Pertes et ajustement	0,53	0,10	0,61	0,24	0,38	- 0,03		79,83	-	81,66
Total (A)	6,29	- 1,94	65,30	- 59,56	5,76	0,34	- 4,84	84,42	2,42	98,20

Consommation finale énergétique (non corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie (4)	1,43	2,37		0,04	0,53	0,66 - 0,99		0,96	-	4,98
Industrie	1,00	0,29		5,10	9,42	-		9,29	1,80	26,90
Résidentiel Tertiaire	0,23	0,03		10,28	19,40	-		24,34	8,64	62,92
Agriculture	-	-		3,45	0,23	-		0,69	0,15	4,52
Transports (5)	-	-		45,71	0,09	-		1,04	2,43	49,27
Total (B)	2,67	2,68	-	64,57	29,67	- 0,34		36,32	13,02	148,60

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,07	10,94	1,37	-					12,37
------------------	----------	-------------	--------------	-------------	----------	--	--	--	--	--------------

Consommation totale d'énergie primaire (non corrigée des variations climatiques)

Total non corrigé (A + B + C)	9,77	81,25	36,81	115,90	15,44	259,17
Corrections climatiques	0,04	1,41	3,25	0,71	1,16	6,58

H : hydraulique, énergie marémotrice, éolien, photovoltaïque N : nucléaire.

(1) PR : produits de récupération H : hydraulique, éolien, photovoltaïque N : nucléaire.

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

(3) Pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(4) Pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(5) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOEs, bilan de l'énergie 2013





Bilans électriques dans les DOM en 2011-2012-2013



Bilan électrique dans les DOM en 2013

Unité : GWh

Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		Mayotte		Total DOM	
Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation

Approvisionnement

Production énergie primaire (P)	246		74		543		795		17		1 675
Importations	-		-		-		-		-		-
Exportations	-		-		-		-		-		-
Total disponibilités (D)	246		74		543		795		17		1 675

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production d'électricité thermique	- 1 561		- 1 591		- 358		- 2 137		- 268		- 5 915
Usages internes de la branche ²		14		21		13		5		0	53
		89		90		26		128		15	348
Pertes et ajustement		194		152		93		249		10	698
Total (A)	- 1 561	297	- 1 591	263	- 358	132	- 2 137	382	- 268	25	- 5 915

Consommation finale énergétique (non corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie		-		-		-		-		-	-
Industrie		65		156		45		394			660
Résidentiel		745		611		300		1 145		180	2 981
Tertiaire ³		699		631		423		989		80	2 822
Agriculture		1		4		1		19			25
Transports (hors soutes)		-		-		-		3			
Total (B)		1 510		1 402		769		2 550		260	6 491

Consommation finale non énergétique

Total (C)		-		-		-		-		-	-
------------------	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	---

Consommation totale d'énergie primaire (non corrigée du climat)

Total non corrigé (A + B + C)	246		74		543		795		17		1 675
--------------------------------------	------------	--	-----------	--	------------	--	------------	--	-----------	--	--------------

(P) Hydraulique, éolien, photovoltaïque et géothermique.

(1) Il existe une seule raffinerie en Martinique. Afin de préserver le secret statistique, sa consommation a été regroupée avec les usages internes de la branche énergie.

(2) Dans la branche énergie, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (y compris les raffineries), et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(3) Pour Mayotte, la consommation du tertiaire porte également sur d'autres secteurs non identifiés.

Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI, EDM Électricité de Mayotte

Bilan électrique dans les DOM en 2012

Unité : GWh

Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		Mayotte		Total DOM	
Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation

Approvisionnement

Production énergie primaire (P)	189		70		603		690		15		1 567
Importations	-		-		-		-		-		-
Exportations	-		-		-		-		-		-
Total disponibilités (D)	189		70		603		690		15		1 567

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production d'électricité thermique	- 1 626		- 1 608		-287		- 2 241		- 256		- 6 018
Usages internes de la branche ²		16		26		16		6			64
Pertes et ajustement		92		91		23		133		14	353
		201		166		87		271		11	736
Total (A)	- 1 626	309	- 1 608	283	- 287	126	- 2 241	410	- 256	25	- 6 018

Consommation finale énergétique (non corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie		-		-		-		-		-	
Industrie		62		108		23		219			412
Résidentiel		742		606		290		1 107		168	2 913
Tertiaire ³		701		678		450		1 173		78	3 080
Agriculture		1		3		1		19			24
Transports (hors soutes)		-		-		-		3			3
Total (B)		1 506		1 395		764		2 521		246	6 432

Consommation finale non énergétique

Total (C)		-		-		-		-		-	-
------------------	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	---

Consommation totale d'énergie primaire (non corrigée du climat)

Total non corrigé (A + B + C)	1 815		1 678		890		2 931		271		7 585
--------------------------------------	--------------	--	--------------	--	------------	--	--------------	--	------------	--	--------------

(P) Hydraulique, éolien, photovoltaïque et géothermique.

(1) Il existe une seule raffinerie en Martinique. Afin de préserver le secret statistique, sa consommation a été regroupée avec les usages internes de la branche énergie.

(2) Dans la branche énergie, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (y compris les raffineries), et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(3) Pour Mayotte, la consommation du tertiaire porte également sur d'autres secteurs non identifiés.

Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI, EDM Électricité de Mayotte

Bilan électrique dans les DOM en 2011

Unité : GWh

Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		Mayotte		Total DOM	
Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation

Approvisionnement

Production énergie primaire (P)	145		37		500		550		14		1 246
Importations	-		-		-		-		-		-
Exportations	-		-		-		-		-		-
Total disponibilités (D)	145		37		500		550		14		1 246

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production d'électricité thermique	- 1 608		- 1 635		- 373		- 2 326		- 248		- 6 190
Usages internes de la branche ²		15		27		17		9			68
		91		93		27		137			362
Pertes et ajustement		182		156		80		233		8	659
Total (A)	- 1 608	288	- 1 635	276	- 373	124	- 2 326	379	- 248	22	- 6 190

Consommation finale énergétique (non corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie		-		-		-		-		-	
Industrie		56		119		22		237			434
Résidentiel		724		588		283		1 100		162	2 857
Tertiaire ³		684		685		442		1 137		78	3 026
Agriculture		1		4		1		22			28
Transports (hors soutes)		-		-		1		1			2
Total (B)		1 465		1 396		749		2 497		240	6 347

Consommation finale non énergétique

Total (C)		-		-		-		-		-	
------------------	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	--

Consommation totale d'énergie primaire (non corrigée du climat)

Total non corrigé (A + B + C)	145		37		500		550		14		1 246
--------------------------------------	------------	--	-----------	--	------------	--	------------	--	-----------	--	--------------

(P) Hydraulique, éolien, photovoltaïque et géothermique.

(1) Il existe une seule raffinerie en Martinique. Afin de préserver le secret statistique, sa consommation a été regroupée avec les usages internes de la branche énergie.

(2) Dans la branche énergie, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (y compris les raffineries), et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(3) Pour Mayotte, la consommation du tertiaire porte également sur d'autres secteurs non identifiés.

Source : calculs SOEs, d'après EDF-SEI, EDM Électricité de Mayotte





Annexes méthodologiques



Annexe 1 : le bilan de l'énergie, une équation comptable

Le bilan établi chaque année par le Service de l'observation et des statistiques (SOES) du ministère en charge de l'énergie respecte, dans la mesure du possible, l'ensemble des recommandations rendues publiques dans le manuel sur les statistiques de l'énergie coédité par l'Agence internationale de l'énergie et Eurostat.

Il est présenté sous forme d'un tableau comptable, ventilant les approvisionnements d'une part et les emplois de l'énergie d'autre part.

Les approvisionnements sont :

- la production primaire ;
- les importations ;
- moins les exportations ;
- la variation des stocks (par convention, quel que soit son signe) ;
- les routes maritimes.

Les emplois sont :

- la consommation de la branche énergie ;
- les pertes sur les réseaux ;
- la consommation finale énergétique par secteur ;
- la consommation finale non énergétique.

Le bilan global et le bilan des énergies renouvelables thermiques sont exprimés dans l'unité commune, la tonne équivalent pétrole (tep), tandis que les bilans des autres énergies sont exprimés dans leur unité propre (tonne pour le charbon et le pétrole, giga-watt-heure pour le gaz et l'électricité).

Jusqu'en 2013, la France bénéficiait d'une dérogation spéciale dans le règlement européen sur les statistiques de l'énergie, lui permettant de ne pas comptabiliser séparément la chaleur. Cette dérogation ayant expiré en 2013 pour l'année de constat 2012, la France a donc transmis une estimation d'un bilan chaleur sur 2012 en toute fin d'année 2013, et cet enrichissement fait l'objet d'une nouvelle fiche du présent volume.

Le bilan énergétique de la France porte aujourd'hui sur la France métropolitaine, l'objectif étant à moyen terme de produire un bilan pour l'ensemble des DOM et de la France entière. Depuis l'année de constat 2011, est publié un bilan électrique des DOM, incluant à partir de cette année Mayotte, qui sera complétée par la suite par des bilans DOM pour les autres énergies.

Cette année, la séparation des estimations entre le secteur résidentiel et le secteur tertiaire a été étendue de façon à couvrir désormais la période 2002-2013. L'ambition est à terme de reconstituer une série complète depuis 1990, de façon à pouvoir suivre séparément l'évolution de la consommation de ces deux secteurs sur la plus longue période possible.

L'ensemble des modifications introduites à l'occasion de ce bilan 2013 est présenté en annexe 7 (page 157).

Annexe 2 : définitions

Chaleur : énergie qui peut être produite sous forme d'énergie primaire et secondaire. La **chaleur primaire** s'obtient à partir de sources naturelles, telles que l'énergie géothermique et solaire. Par convention, la chaleur issue de la fission de combustibles nucléaires est considérée comme une chaleur primaire.

Dans le bilan de l'énergie, on pourrait considérer la chaleur comme une énergie finale et la production de chaleur pour la vente comme une industrie de l'énergie. Cette production consomme des combustibles, notamment du gaz, pour fabriquer de la chaleur qui est ensuite vendue aux secteurs finals. C'est l'option retenue par les conventions internationales.

Actuellement, le bilan de l'énergie du Service de l'observation et des statistiques (SOeS) ne suit pas cette option, faute d'une connaissance suffisante de la production de chaleur pour la vente. En effet, les consommations d'énergie et les clients des réseaux de chauffage urbain sont bien connus grâce à l'enquête du Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU). Les consommations d'énergie des entreprises produisant de la chaleur par cogénération sont également bien connues grâce aux enquêtes du SOeS. Toutefois, ces enquêtes ne couvrent pas tous les réseaux de chaleur. Il est nécessaire d'améliorer la connaissance de ces réseaux, par exemple ceux qui valorisent les déchets de bois dans une papeterie, préalablement à la création d'une colonne « Chaleur » dans le bilan.

Par ailleurs, même si le combustible nucléaire est importé, conformément à la convention internationale en vigueur actuellement, la chaleur nucléaire primaire est considérée comme une ressource nationale.

La **chaleur secondaire** s'obtient en brûlant des combustibles primaires classiques et assimilés, tels que le charbon, le gaz naturel, le pétrole, les énergies renouvelables et les déchets. Elle est également produite en transformant de l'électricité en chaleur dans des chaudières électriques ou des pompes à chaleur.

Combustible : toute substance brûlée pour produire de la chaleur ou de l'électricité. La chaleur est dérivée du processus de combustion, lors duquel le carbone et l'hydrogène contenus dans la substance combustible réagissent avec l'oxygène pour dégager de la chaleur.

Combustibles minéraux solides : désignent plusieurs types de charbon et de produits dérivés du charbon. Par convention, les combustibles solides renouvelables, comme le bois de chauffage et le charbon de bois, en sont exclus et comptabilisés dans la catégorie des énergies renouvelables. Le **charbon primaire** est un combustible fossile qui revêt généralement l'aspect physique d'un roc brun ou noir et qui est constitué de matière végétale carbonisée. Plus la teneur en carbone du charbon est élevée, plus son rang ou sa qualité sera élevé. Les types de charbon se différencient par leurs caractéristiques physiques et chimiques. Il existe trois grandes catégories de charbon : la houille, le charbon sous-bitumineux et le lignite. Les **produits secondaires ou dérivés** incluent quant à eux les agglomérés, les briquettes (BKB et briquettes de tourbe), le coke de cokerie, le coke de gaz, mais aussi des gaz manufacturés comme le gaz d'usines à gaz, le gaz de cokerie, le gaz de haut fourneau et le gaz de convertisseur à l'oxygène.

Consommation d'énergie primaire : consommation finale + pertes + consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie (branche énergie). La consommation d'énergie primaire permet de mesurer le taux d'indépendance énergétique national, alors que la consommation d'énergie finale sert à suivre la pénétration des diverses formes d'énergie dans les secteurs utilisateurs de l'économie.

Consommation finale énergétique : elle désigne les livraisons de produits à des consommateurs pour des activités autres que la conversion ou la transformation de combustibles telles qu'elles sont définies ailleurs dans la structure du bilan. Elle exclut aussi les énergies utilisées en tant que matière première (dans la pétrochimie ou la fabrication d'engrais par exemple), appelée consommation finale (d'énergie) non énergétique.

La consommation finale énergétique est ainsi la consommation de toutes les branches de l'économie, à l'exception des quantités consommées par les producteurs et transformateurs d'énergie (exemple : consommation propre d'une raffinerie) et des quantités de

produits énergétiques transformés en d'autres produits. Elle est nette des pertes de distribution (exemple : pertes en lignes électriques).

Consommation finale non énergétique : certains combustibles peuvent être utilisés à des fins non énergétiques :

- en tant que matières premières pour la fabrication de produits non énergétiques. L'utilisation des hydrocarbures contenus dans les combustibles en tant que matières premières est une activité presque entièrement limitée aux industries pétrochimiques et de raffinage ;
- pour leurs propriétés physiques. Les graisses et lubrifiants sont utilisés dans les moteurs en fonction de leur viscosité, et le bitume sur les toits et les routes pour ses qualités imperméabilisantes et résistantes ;
- pour leurs propriétés de solvants. Le white-spirit et d'autres essences industrielles sont utilisés dans la fabrication de peintures et pour le nettoyage industriel.

Consommation corrigée des variations climatiques : consommation corrigée des effets de température (*voir méthode en Annexe 4*). La consommation observée avant toute correction est en général appelée consommation réelle.

Électricité : elle est produite sous forme d'énergie primaire et secondaire. **L'électricité primaire** s'obtient à partir de sources naturelles telles que l'énergie hydraulique, éolienne, solaire photovoltaïque, marémotrice, houlomotrice. **L'électricité secondaire** est générée à partir de la chaleur résultant de la fission des combustibles nucléaires, de la chaleur géothermique et solaire, et en brûlant des combustibles primaires classiques et assimilés, tels que le charbon, le gaz naturel, le pétrole, les énergies renouvelables et les déchets.

Énergie finale ou disponible : énergie livrée au consommateur pour sa consommation finale (essence à la pompe, électricité au foyer, gaz pour chauffer une serre...).

Énergie primaire : énergie brute, c'est-à-dire non transformée après extraction (houille, lignite, pétrole brut, gaz naturel, électricité primaire). En d'autres termes, il s'agit de l'énergie tirée de la nature (soleil, fleuves ou vent) ou contenue dans les produits énergétiques tirés de la nature (comme les combustibles fossiles ou le bois) avant transformation. On considère donc que l'énergie électrique produite à partir d'une éolienne, d'un barrage ou de capteurs photovoltaïques est une énergie primaire. La chaleur primaire est fournie par les réservoirs géothermiques, les réacteurs nucléaires et les panneaux solaires qui convertissent les rayons solaires en chaleur.

Énergie renouvelable : énergie dérivée de processus naturels en perpétuel renouvellement. Il existe plusieurs formes d'énergies renouvelables, dérivées directement ou indirectement du soleil ou de la chaleur produite au plus profond de la Terre, notamment l'énergie générée par le soleil, le vent, la biomasse et la biomasse solide, la chaleur terrestre, l'eau des fleuves, des lacs, des mers et des océans, le biogaz et les biocarburants liquides. On distingue l'énergie renouvelable électrique de l'énergie renouvelable thermique. **L'énergie renouvelable électrique** comprend l'électricité hydraulique, éolienne, marémotrice, le solaire photovoltaïque et la géothermie à haute température. **L'énergie renouvelable thermique** comprend le bois de chauffage (ramassé ou commercialisé), la géothermie valorisée sous forme de chaleur, le solaire thermique actif, les résidus de bois et de récoltes, les biogaz, les biocarburants et les pompes à chaleur, les déchets urbains et industriels biodégradables (quelle que soit leur nature).

Les **déchets** sont un combustible composé de matériaux divers issus des déchets de l'industrie, des administrations, des hôpitaux et des ménages, comme le caoutchouc, le plastique, les déchets de combustibles fossiles et d'autres produits semblables. Ils sont soit solides soit liquides, renouvelables ou non renouvelables, biodégradables ou non biodégradables. Par convention, faute de pouvoir distinguer déchets renouvelables et déchets non renouvelables, on retient en énergie renouvelable la moitié de l'ensemble des déchets valorisés.

NB : dans ce document, l'électricité renouvelable est comptabilisée dans le bilan « Électricité ».

Énergie secondaire ou dérivée : toute énergie obtenue par la transformation d'une énergie primaire ou d'une autre énergie secondaire. La production d'électricité en brûlant du fioul en est un exemple. Comme autres exemples, on peut citer les produits pétroliers (secondaires) issus du pétrole brut (primaire), le coke de cokerie (secondaire) issu du charbon à coke (primaire), le charbon de bois (secondaire) issu du bois de chauffage (primaire), etc. La branche industrielle qui effectue cette transformation est appelée industrie de l'énergie, ou plus simplement branche énergie.

Gaz naturel : comportant plusieurs gaz, il se compose principalement de méthane (CH₄). Comme son nom l'indique, il est extrait de réserves naturelles souterraines et n'est pas un produit chimiquement unique.

Pétrole : mélange complexe d'hydrocarbures liquides, des éléments chimiques contenant de l'hydrogène et du carbone, qui se forme naturellement dans des nappes souterraines présentes dans les roches sédimentaires. Au sens large, il inclut les produits tant primaires (non raffinés) que secondaires (raffinés). Le **pétrole brut** est la principale matière première qui sert à fabriquer un grand nombre de **produits pétroliers**. Beaucoup sont destinés à des usages spécifiques, comme l'essence ou les lubrifiants ; d'autres sont destinés à satisfaire des besoins de chauffage en général, comme le gazole ou le mazout.

Pouvoir calorifique : quantité de chaleur dégagée par la combustion complète de l'unité de combustible considéré. La notion de pouvoir calorifique ne s'applique donc qu'aux combustibles. On distingue notamment :

- *pouvoir calorifique supérieur* (PCS) qui donne le dégagement maximal théorique de la chaleur lors de la combustion, y compris la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite lors de la combustion ;
- *pouvoir calorifique inférieur* (PCI) qui exclut de la chaleur dégagée la chaleur de condensation de l'eau, supposée restée à l'état de vapeur à l'issue de la combustion.

Nota : dans la pratique, la différence entre PCS et PCI est de l'ordre de grandeur suivant :

- gaz naturel : 10 % ;
- gaz de pétrole liquéfié : 9 % ;
- autres produits pétroliers : 7-8 % ;
- combustibles solides : 2-5 %.

Production brute d'électricité : production mesurée aux bornes des groupes des centrales ; comprend par conséquent la consommation des services auxiliaires et les pertes dans les transformateurs des centrales.

Production nette d'électricité : production mesurée à la sortie des centrales, c'est-à-dire déduction faite de la consommation des services auxiliaires et des pertes dans les transformateurs des centrales.

Soutes maritimes internationales : quantités de pétrole utilisées comme combustibles par les navires pour leur consommation lors de trajets internationaux (combustibles de soute). Le pétrole ainsi comptabilisé ne fait pas partie de la cargaison du navire. Tous les navires, quel que soit leur pavillon, doivent être inclus, du moment qu'ils effectuent une liaison internationale. Les combustibles de soute utilisés par les navires de pêche sont exclus car ils sont comptabilisés dans la consommation finale du secteur agriculture et pêche.

Stocks : quantités de combustibles servant à préserver le fonctionnement de l'économie lorsque l'offre et la demande varient de telle sorte qu'elles ne correspondent plus. Les stocks maintenus par les fournisseurs de combustibles et les générateurs d'électricité doivent toujours être compris dans les statistiques nationales sur les combustibles. Les stocks maintenus par les autres consommateurs ne doivent y être inclus que si les chiffres relatifs à la consommation par ces consommateurs se basent sur des enquêtes de consommation auprès d'eux. Les niveaux des stocks au début et à la fin de la période d'analyse sont appelés respectivement « stock initial » et « stock final ». Un flux de combustible découle d'une variation du stock et c'est cette variation qui est inscrite dans le compte rendu statistique. Les variations de stocks résultant de leur augmentation (stock final > stock initial) ou de leur diminution (stock initial > stock final) sont appelées respectivement « stockage » et « déstockage ».

Taux d'indépendance énergétique : rapport entre la production nationale d'énergies primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables) et les disponibilités totales en énergies primaires, une année donnée. Ce taux peut se calculer pour chacun des grands types d'énergies ou globalement toutes énergies confondues. Un taux supérieur à 100 % (cas de l'électricité) traduit un excédent de la production nationale par rapport à la demande intérieure et donc un solde exportateur.

Transformation ou conversion d'un combustible : action consistant à modifier un combustible primaire, par des moyens physiques et / ou chimiques, en un produit énergétique secondaire mieux adapté aux usages auxquels le produit secondaire est destiné. Il s'agit, par exemple, de la fabrication de coke à partir de charbon dans des fours à coke ou de la production d'électricité à partir de la vapeur générée en brûlant des combustibles.

Annexe 3 : équivalences énergétiques

Les équivalences énergétiques utilisées sont celles que recommandent les organisations internationales concernées (Agence internationale de l'énergie, Eurostat). Le tableau ci-après précise les coefficients d'équivalence entre unité propre et tonnes équivalent pétrole (tep). Ces coefficients sont systématiquement utilisés dans les publications officielles françaises.

Énergie	Unité physique	gigajoules (GJ) (PCI)	tep (PCI)
Charbon			
Houille	1 t	26	26/42 = 0,619
Coke de houille	1 t	28	28/42 = 0,667
Agglomérés et briquettes de lignite	1 t	32	32/42 = 0,762
Lignite et produits de récupération	1 t	17	17/42 = 0,405
Pétrole brut et produits pétroliers			
Pétrole brut, gazole/fioul domestique, produits à usages non énergétiques	1 t	42	1
GPL*	1 t	46	46/42 = 1,095
Essence moteur et carburéacteur	1 t	44	44/42 = 1,048
Fioul lourd	1 t	40	40/42 = 0,952
Coke de pétrole	1 t	32	32/42 = 0,762
Électricité	1 MWh	3,6	3,6/42 = 0,086
Bois	1 stère	6,17	6,17/42 = 0,147
Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	3,24	3,24/42 = 0,077

* Gaz de pétrole liquéfié.

Pour l'électricité, trois cas sont distingués :

- l'électricité produite par une centrale **nucléaire** est comptabilisée selon la méthode de l'équivalent primaire à la production, avec un rendement théorique de conversion des installations égal à 33 % ; le coefficient de substitution est donc $0,086 / 0,33 = 0,260606\dots$ tep / MWh. En effet, il faut en moyenne 3 kWh de chaleur pour produire 1 kWh d'électricité, le solde constitue les pertes calorifiques liées à la transformation de chaleur en électricité. Ce qui revient à comptabiliser en énergie primaire la chaleur produite par le réacteur nucléaire. Ainsi, pour une même production d'électricité, l'électricité primaire d'origine nucléaire est comptée en tep trois fois plus que la même production d'origine éolienne ou hydraulique ;
- l'électricité produite par une centrale à **géothermie** est aussi comptabilisée selon la méthode de l'équivalent primaire à la production, mais avec un rendement théorique de conversion des installations égal à 10 % ; le coefficient de substitution est donc $0,086 / 0,10 = 0,86$ tep / MWh ;
- toutes les **autres formes d'électricité** (production par une centrale thermique classique, hydraulique, éolienne, marémotrice, photovoltaïque, etc., échanges avec l'étranger, consommation) sont comptabilisées selon la méthode du « contenu énergétique à la consommation », avec le coefficient 0,086 tep / MWh.

Annexe 4 : méthode de correction des variations climatiques

La consommation d'énergie dépend de la température extérieure : chauffage quand il fait froid, climatisation quand il fait chaud. Il est donc souhaitable de neutraliser ce facteur exogène, quand on analyse les évolutions annuelles de la consommation.

Pour cela, on choisit une référence, par exemple un climat "moyen" sur longue période, et on estime la consommation qui aurait eu lieu si les températures de l'année avaient correspondu à ce climat « normal ».

Dans le bilan de l'énergie, seule l'influence des températures basses sur la consommation de chauffage est « neutralisée ». La correction des variations climatiques ne tient pas compte de l'influence des températures élevées sur la consommation des ventilateurs et des climatiseurs. Cette consommation est encore faible même si elle est en progression.

Dès lors, on distingue :

- la consommation brute, dite encore « à climat réel », ou « non corrigée des variations climatiques » ;
- et la consommation corrigée des variations climatiques, ou « à climat normal ».

La méthode de correction des variations climatiques présentée ci-dessous est mise en œuvre depuis le bilan de l'année 2005.

Calcul de l'indice de rigueur climatique

La correction des variations climatiques se fonde sur la notion de degré-jour unifié (DJU).

Pour chaque jour de l'année, on compare la température observée à un seuil, fixé à 17°C. Plus précisément, on calcule T, moyenne des extrêmes des températures sur une journée :

$$T = (T_{\min} + T_{\max}) / 2.$$

Le nombre de degrés-jours de cette journée est égal à $17 - T$ si $T < 17^\circ\text{C}$, à 0 sinon.

On calcule ensuite DJU, somme des degrés-jours de tous les jours de la « saison de chauffe », période de l'année qui va de janvier à mai et d'octobre à décembre inclus.

En pratique, ce calcul est réalisé pour 22 stations météorologiques, soit une par région métropolitaine. Les résultats de chaque station sont pondérés par la population de la région au recensement de 1999.

On a par ailleurs DJU₀, moyenne des DJU sur la période de référence.

Le ratio DJU / DJU₀ est appelé indice de rigueur climatique de l'année, et noté IR. Cet indice de rigueur est fonction du seuil, fixé par convention à 17°C. Le choix du seuil n'influe que très marginalement sur l'indice de rigueur et donc sur la correction des variations climatiques.

Si IR est supérieur à 1, l'année considérée a été plus rigoureuse qu'une année moyenne de la période de référence. La consommation de chauffage sera donc supérieure à ce qu'elle aurait été si le climat avait été « normal », c'est-à-dire s'il avait correspondu au climat moyen de la période de référence. La consommation corrigée des variations climatiques sera donc plus basse que la consommation brute.

Inversement, si IR est inférieur à 1, le climat de l'année a été moins rigoureux qu'en moyenne sur la période de référence. La consommation de chauffage sera donc inférieure à ce qu'elle aurait été si le climat avait été « normal ». La consommation corrigée des variations climatiques sera donc plus élevée que la consommation brute.

La période de référence choisie n'est pas constante. Pour l'année 2013, la période de trente ans retenue court de 1981 à 2010. Le tableau ci-dessous présente année par année depuis 1970 la période de référence, le DJU_0 associé, le DJU et l'indice de rigueur de l'année.

Degrés-jours et indice de rigueur climatique

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Période trentenaire	1976-2005														
DJU_0	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061
DJU	2 275	2 247	2 138	2 343	2 038	2 231	2 194	1 990	2 210	2 263	2 343	2 118	2 045	2 185	2 180
Indice de rigueur	1,104	1,0902	1,0376	1,137	0,9891	1,0823	1,0646	0,9658	1,0722	1,0982	1,1367	1,028	0,992	1,060	1,058

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Période trentenaire	1976-2005														
DJU_0	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061
DJU	2 417	2 265	2 349	1 930	1 904	1 846	2 243	2 069	2 069	1 773	1 896	2 192	1 895	2 003	1 915
Indice de rigueur	1,173	1,099	1,140	0,936	0,924	0,896	1,088	1,004	1,004	0,860	0,920	1,064	0,920	0,972	0,929

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Période trentenaire	1981-2010													
DJU_0	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026
DJU	1 804	1 919	1 720	1 995	2 047	2 049	1 948	1 793	1 939	1 977	2 296	1 645	1 972	2 045
Indice de rigueur	0,890	0,947	0,849	0,985	1,010	1,011	0,961	0,885	0,957	0,976	1,133	0,812	0,973	1,010

Source : SOeS

Formule de calcul des consommations CVC

On appelle p la proportion d'énergie sensible au climat. Puisqu'on ne tient pas compte de l'impact des températures élevées sur la consommation de ventilation / réfrigération, ce coefficient peut être interprété comme la part des consommations liées au chauffage, à climat normal. Ce coefficient p est fonction d'une énergie et d'un secteur. Il est utilisé pour passer des consommations brutes aux consommations corrigées des variations climatiques (CVC).

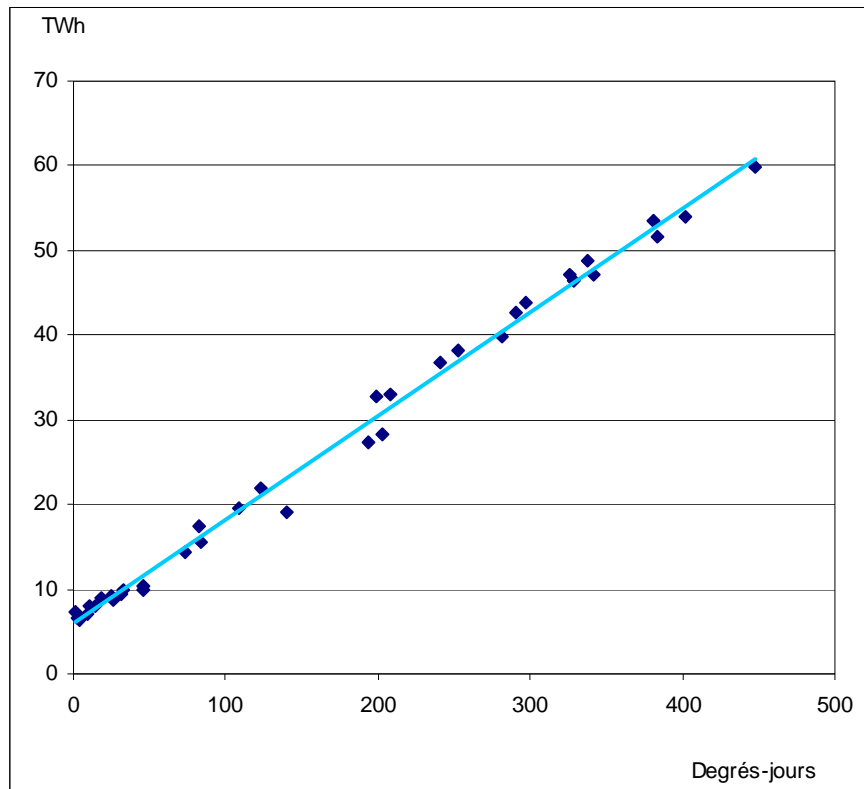
Appelons C_R l'énergie réelle consommée, et C_{CVC} l'énergie qui aurait été consommée si les températures réelles avaient correspondu aux températures moyennes.

On a par définition : $C_{CVC} = C_R + \text{correction climatique}$,
soit encore série CVC = série brute + CC (correction climatique).

On suppose que la consommation d'énergie qui correspond à l'usage chauffage est sensible au climat, mais que les consommations pour les autres usages ne le sont pas. On suppose également que, pour cette part sensible, l'énergie consommée est proportionnelle au nombre de DJU.

Cette hypothèse est raisonnable comme le montre à titre illustratif le graphique suivant.

Quantité de gaz distribués en fonction des degrés jours du mois entre 2011 et 2013



Source : SOeS

Soit p la part des consommations sensibles au climat à climat normal et DJU_0 le nombre de degrés-jours à climat normal. On considère donc que :

C_R = consommation non sensible au climat + consommation sensible au climat
 = $C_{CVC}(1 - p) + \gamma DJU$, où γ est à déterminer

Si $DJU = DJU_0$, alors, par définition, $C_R = C_{CVC}$. On en déduit $\gamma = p \times C_{CVC} / DJU_0$, soit

$$C_R = C_{CVC} \left(1 - p + p \frac{DJU}{DJU_0} \right) = C_{CVC} (1 - p + p \cdot IR)$$

On peut vérifier ainsi que, si $DJU = DJU_0$, c'est-à-dire si l'indice de rigueur climatique $IR = 1$, alors $C_R = C_{CVC}$.

En pratique, cette relation permet de déterminer C_{CVC} à partir de C_R , DJU , p et DJU_0 . Il est donc nécessaire de déterminer p *ex ante*.

Coefficient p

Le tableau ci-dessous indique le coefficient p pour chaque énergie x secteur soumis à correction depuis 1970. On remarque que l'industrie et le résidentiel-tertiaire sont les seuls secteurs soumis à correction.

Coefficients p

En %

Secteur	Énergie	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Industrie (hors sidérurgie)	Gaz naturel	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Industrie (hors sidérurgie)	Produits pétroliers	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Résidentiel-tertiaire	Gaz naturel	40	40	40	55	55	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Résidentiel	Gaz naturel															
Tertiaire	Gaz naturel															
Résidentiel-tertiaire	Produits pétroliers	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Résidentiel-tertiaire	Électricité	0	0	0	0	0	8	9	10	12	13	14	14	16	17	19
Résidentiel	Électricité															
Tertiaire	Électricité															
Résidentiel-tertiaire	Énergies renouvelables	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Résidentiel-tertiaire	Charbon	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75

Secteur	Energie	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Industrie (hors sidérurgie)	Gaz naturel	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Industrie (hors sidérurgie)	Produits pétroliers	25	25	25	20	18	15	15	12	12	12	12	12	12	12	12
Résidentiel-tertiaire	Gaz naturel	60	60	60	60	60	60	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Résidentiel	Gaz naturel															
Tertiaire	Gaz naturel															
Résidentiel-tertiaire	Produits pétroliers	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Résidentiel-tertiaire	Électricité	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Résidentiel	Électricité															
Tertiaire	Électricité															
Résidentiel-tertiaire	Énergies renouvelables	75	75	75	75	75	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Résidentiel-tertiaire	Charbon	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75

Secteur	Énergie	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Industrie (hors sidérurgie)	Gaz naturel	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Industrie (hors sidérurgie)	Produits pétroliers	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Résidentiel-tertiaire	Gaz naturel	70	70	70	70	70									
Résidentiel	Gaz naturel						72	72	72	72	72	72	72	72	72
Tertiaire	Gaz naturel						63	63	63	63	63	63	63	63	63
Résidentiel-tertiaire	Produits pétroliers	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Résidentiel-tertiaire	Électricité	18	17	17	17	17									
Résidentiel	Électricité						20	20	20	20	20	20	20	20	20
Tertiaire	Électricité						9	9	9	9	9	9	9	9	9
Résidentiel-tertiaire	Énergies renouvelables	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Résidentiel-tertiaire	Charbon	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75

Source : SOeS

S'agissant des énergies renouvelables pour le résidentiel-tertiaire, seules les séries de consommation de bois et de consommation par les pompes à chaleur sont corrigées. En effet, la production du solaire thermique est fonction de la présence de soleil et non de la température : cette production (et donc la consommation associée qui est par définition égale à la production) ne fait donc pas l'objet d'une correction. Il en est de même de la production des usines d'incinération de déchets : celle-ci est fonction de la quantité de déchets à incinérer. Ce sont les autres énergies qui s'adaptent aux variations de la demande, et donc de la température.

Dans le présent bilan, les consommations finales des secteurs résidentiel et tertiaire sont distinguées depuis 2002 ; les coefficients p doivent donc également être distingués. Pour les produits pétroliers, le charbon et les énergies renouvelables, le facteur p de chacun des secteurs est égal à celui de l'ensemble. En revanche, pour le gaz naturel et pour l'électricité, les facteurs p ont réellement été distingués. Pour chacune des deux énergies, le calcul a été effectué avec la contrainte que, en 2009, la consommation totale du secteur résidentiel-tertiaire ne soit pas impactée par la séparation. Dit autrement, pour l'électricité, la consommation corrigée du résidentiel-tertiaire avec un coefficient p égal à 17 % est égale à la somme de la consommation corrigée du résidentiel avec un coefficient p égal à 20 % et de la consommation corrigée du tertiaire avec un coefficient p égal à 9 %.

Annexe 5 : contenu des postes du bilan de l'énergie

Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		EnRt	Total
Houille, lignite, produits de récupération	Coke, agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)		(8)	

Approvisionnement

Production énergie primaire (P)			(21)	(29)			H : (20) N :			
Importations			(22)	(30)						
Exportations				(27)						
Stocks (+ = déstockage, - = stockage) (9)	(23)	(24)	(25)	(26)	(28)					
Soutes maritimes internationales										
Total disponibilités (D)										

Indépendance énergétique (P / D) (10)

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			(31)	(32)			(45)			
Production d'électricité thermique (1)	(33)			(34)	(35)		(46)			(49)
Usages internes de la branche	(37)	(38)	(48)	(39)	(40)	(41)	(42)		(42 bis)	
Pertes et ajustements (12)	(43)			(44)			(47)			
Total A										

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie						(55)				
Industrie					(54)					
Résidentiel - tertiaire	(51)			(52)	(53)					
Agriculture					(61)		(56)			
Transports (13)				(50)			(62)			
Total B										

Consommation finale non énergétique

Total C		(57)		(58)	(59)	(60)				
----------------	--	------	--	------	------	------	--	--	--	--

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

Total corrigé (A + B + C)										
<i>Dont corrections climatiques</i>										

Énergies

(1) Houille, lignite et produits de récupération (PR).

(2) Coke, agglomérés : sont inclus les briquettes de lignite, le semi-coke, les goudrons de houille et les brais de houille.

(3) Pétrole brut : correspond au pétrole à traiter en raffinerie, soit pétrole brut, condensats et autres produits à distiller (APD).

(4) Pétrole raffiné : produits issus du raffinage du pétrole brut et hydrocarbures extraits du gaz naturel ; est compris, en particulier, le gaz de pétrole liquéfié (GPL) distribué en bouteilles, en vrac ou canalisé.

(5) Gaz naturel : y compris le grisou (ou gaz de mine), issu des anciens bassins charbonniers. Le GPL distribué en réseau est comptabilisé dans les produits pétroliers raffinés.

(6) Gaz industriels : gaz fatals issus des processus **de production de l'acier ou du coke. Ils sont au nombre de trois : gaz de cokerie, gaz de haut-fourneau et gaz de convertisseur** (appelé également gaz d'aciérie).

(7) Électricité : la production prise en compte est la production « brute », c'est-à-dire avant déduction des consommations des auxiliaires et des transformateurs primaires. Par ailleurs, on appelle « **énergie électrique appelée** » ou « **consommation intérieure d'électricité** » le total des productions brutes d'électricité (case (20) d'une part, cases (45) et (46) avec le signe inversé d'autre part) dont sont déduits le solde exportateur et les usages internes indiqués en partie droite de la case (42).

(8) EnRt : énergies renouvelables thermiques, autres qu'électricité hydraulique ou marémotrice, électricité éolienne, solaire photovoltaïque et géothermie (haute température) qui sont comptées au titre de l'électricité. Voir aussi l'annexe 2.

Approvisionnement

Comprend, pour les **formes primaires** de l'énergie, la production nationale, le commerce extérieur et les variations de stocks ; pour les **formes dérivées**, le commerce extérieur et les variations de stocks.

(9) Variation de stocks des producteurs d'énergie, des importateurs, des transformateurs et des utilisateurs finals (lorsqu'ils sont connus). Les stockages sont précédés du signe « - », les déstockages du signe « + ».

(10) Indépendance énergétique : rapport, pour une énergie donnée, entre la production d'énergie primaire (P) et le total des disponibilités (D).

(20)

H : production hydraulique brute (avant déduction de la consommation des auxiliaires et des transformateurs primaires), y compris celle des auto-producteurs. Les consommations de pompages ne sont pas déduites. Sont également prises en compte dans ce poste les productions d'électricité éolienne, marémotrice, solaire photovoltaïque et géothermique (haute température) qui ne sont pas comptées au titre des EnRt.

N : production nucléaire brute (avant déduction de la consommation des auxiliaires et des transformateurs primaires).

(21) Production française de pétrole brut.

(22) Importations de pétrole brut (y compris pour traitement à façon).

(23) Variation des stocks des producteurs, transformateurs et des gros consommateurs (producteurs d'électricité, sidérurgie).

(24) Variation des stocks des producteurs et de la sidérurgie.

(25) Variation des stocks de brut.

(26) Variation des stocks de produits finis et intermédiaires de raffineries + variation de stock de la distribution et d'EDF.

(27) Exportations de produits pétroliers raffinés y compris au titre du façonnage pour compte étranger.

(28) Stockage - déstockage déclarés par les gestionnaires de stockage de gaz naturel.

(29) Hydrocarbures extraits du gaz naturel, huiles régénérées et part non-biocarburant des additifs (isobutène inclus dans l'ETBE).

(30) Importations de produits raffinés.

Emplois

Sont comptabilisés les usages, à des fins énergétiques ou non, des produits figurant en colonne. Les consommations de chauffage font l'objet de corrections des variations climatiques (*cf. annexe 4*). Dans cette partie du bilan, les consommations sont comptabilisées positivement, les productions sont précédées du signe (-).

(11) Production d'électricité thermique : consommation de combustibles utilisés pour la production thermique classique (comprend aussi les combustibles utilisés pour la production d'électricité au titre d'une activité secondaire, par exemple dans l'industrie). La consommation des combustibles utilisés pour produire de l'électricité par les raffineries est mise dans la ligne « raffinage » (incluse dans la case 45).

(12) Pertes et ajustements : ce poste comprend les pertes de réseau (électricité) et les « ajustements statistiques » par énergie correspondant à l'écart entre le total des emplois (A + B + C - les corrections climatiques) et le total des disponibilités (D).

(13) Transports : y compris soutes aériennes internationales, hors soutes maritimes internationales (qui sont également retirées de l'approvisionnement).

Consommation de la branche énergie

(31) Pétrole brut distillé, comprend : les importations de pétrole brut (y compris pour traitement à façon) + la production nationale de pétrole brut + les produits à redistiller + les variations de stocks de pétrole brut.

(32) Production nette des raffineries, soit pétrole brut distillé (poste 31) moins les consommations propres des raffineries et les pertes, moins le soufre produit en raffinerie. La consommation de produits pétroliers pour auto-production d'électricité des raffineries est incluse dans ses consommations propres.

(33) Houille et lignite consommés par les centrales thermiques et industrielles.

(34) Produits pétroliers consommés par les centrales thermiques et les centrales industrielles (sauf les raffineries).

(35) Gaz naturel consommé pour la production d'électricité par les centrales thermiques y compris les centrales industrielles.

(37) Enfournement de houille en cokerie et en usines d'agglomération.

(38) Production des cokeries et des usines d'agglomération y compris la consommation du brai de houille.

Remarque : la différence entre les cases (37) et (38) comprend les pertes à la transformation de houille en coke et en agglomérés, ainsi que les productions fatales issues de cette transformation (goudrons et gaz). Ces éléments sont donc inclus, sous forme de houille, dans la case (37). La production de gaz de cokeries est incluse en case (41).

(39) Consommation de produits pétroliers des producteurs d'énergie sauf les raffineries et les centrales électriques : cokeries, usines à gaz.

(40) Usages internes (consommation des compresseurs, chauffage des locaux...) plus le solde des échanges de gaz (fourniture du grisou aux cokeries minières, réception de GPL mélangé au gaz dénitrogéné...).

(41) Ce poste ne concerne pas les gaz de haut-fourneau, sauf pour les livraisons de ces gaz aux cokeries. On y ajoute les consommations pour chauffage des fours et autres utilisations internes (chauffage des chaudières, des locaux...) plus le solde des échanges de gaz moins la production brute de gaz industriels (toujours hors gaz de haut-fourneau).

(42) Comprend la consommation d'électricité pour l'enrichissement de l'uranium et des producteurs d'énergie (y compris cokeries, usines à gaz, agglomération), mais pas celle des raffineries (qui fait l'objet d'une case spécifique), ni celle du secteur « eau et chauffage urbain ». La consommation interne des centrales électriques (auxiliaires et transformateurs primaires) ainsi que l'électricité utilisée pour le relevage de l'eau (consommation de pompage) figurent à droite de la case.

(42 bis) Autoconsommation, principalement de biomasse, à des fins de chauffage.

(43) Ajustement statistique, y compris pertes de transports et manutention (pertes à la transformation, cf. cases (37) et (38).)

(44) Ajustements (entre disponibilités et emplois connus).

(45) Autoproduction d'électricité des raffineries.

(46) Ensemble de la production thermique classique brute d'électricité, hormis celle des raffineries (comptée en 45).

(47) Pertes du réseau électrique (pertes en ligne), pertes calorifiques liées à la transformation de chaleur en électricité et ajustement statistique.

(48) Produits recyclés en distillation primaire.

(49) Pertes engendrées par la transformation de combustibles, dans les centrales à flamme, en électricité.

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Dans cette partie du bilan figure une ventilation des consommations d'énergie, uniquement pour des usages énergétiques, réparties selon la nature des utilisateurs finals. Ces consommations sont présentées corrigées des variations climatiques.

Dans l'industrie, l'énergie utilisée pour la production d'électricité est comptabilisée dans la partie « consommation de la branche énergie, production d'électricité thermique » (case n° 11).

(50) L'avitaillement des avions civils (français ou étrangers), dit également « soutes aériennes internationales », est inclus dans ce poste. En revanche, les « soutes maritimes internationales » sont exclues du bilan de l'énergie.

(51) Comprend principalement les consommations de charbon des réseaux de chaleur, quels que soient les clients de ces réseaux - résidentiel, tertiaire ou petite industrie - et les consommations « directes » de charbon des secteurs résidentiel et tertiaire.

(52) Les consommations pour des usages militaires sont incluses dans ce poste.

(53) et (54) Les consommations sont par définition égales aux livraisons minorées des variations de stocks entre le début et la fin de la période considérée. Faute d'information sur les variations de stocks, les consommations sont simplement approchées par les livraisons. Les boulangeries, pâtisseries et abattoirs sont inclus dans l'industrie.

(55) En haut à gauche de la case : consommation de gaz industriels ; en bas à droite : production brute de gaz de haut-fourneau et production récupérée de gaz de convertisseur.

(56) Électricité utilisée dans l'agriculture.

(61) Vente de gaz naturel à l'agriculture.

(62) Comprend essentiellement la consommation d'électricité haute tension des transports ferroviaires (SNCF, RATP et autres).

Consommation finale non énergétique

(57) Consommation de goudrons de houille utilisés à des fins non énergétiques. Ces goudrons sont des produits fatals de la fabrication de combustibles dérivés du charbon, cf. cases (37) et (38).

(58) Les produits pétroliers utilisés dans la pétrochimie sont principalement le GPL, le naphta, le gazole. L'autoconsommation des vapocraqueurs est comptée dans l'industrie. Les usages non énergétiques des produits pétroliers sont notamment les suivants : bitume pour les routes, lubrifiants pour les moteurs.

(59) et (60) Usages du gaz en tant que matière première dans les industries chimiques et para-chimiques.

Consommation totale d'énergie primaire

Elle correspond à l'ensemble des consommations d'énergie sous forme primaire (c'est-à-dire avant transformation) ou sous forme dérivée.

Par construction, pour une énergie donnée, il n'y a pas d'écart entre le total des emplois (A + B + C - corrections climatiques) et le total des disponibilités (D), l'ajustement ayant été fait sur le poste « pertes et ajustements » du bilan.

Nomenclature des secteurs consommateurs

Dans la partie « Emplois » du bilan, les consommations d'énergie sont ventilées entre des secteurs consommateurs de la nomenclature des consommations énergétiques (codes NCE¹²) :

- branche énergie : E01 à E06, E08 ^{partiel}¹³, E09 ;
- sidérurgie : E16 ;
- industrie : E12 à E14, E18 à E39 ;
- résidentiel : E08 partiel, E52 (comporte également des postes hors nomenclature tels que les consommations énergétique des ménages) ;
- tertiaire : E07, E08 partiel, E45 à E51, E53 ;
- transports : comprend notamment E40 à E44 ;
- agriculture-pêche : E10, E11.

Le bilan de l'énergie s'intéresse à la fonction de transport, c'est-à-dire à tous les véhicules. Ce secteur couvre tous les transports de personnes et de marchandises pour compte propre ou compte d'autrui. Les consommations des gares et des aéroports sont exclues, elles relèvent du secteur tertiaire. À l'inverse, les consommations de carburants des véhicules de la branche énergie sont également comptées dans le secteur Transports ; elles sont donc considérées comme une consommation finale.

Les consommations d'énergie (souvent du fioul) du machinisme (agricole, industriel, travaux publics...) sont comptabilisées dans les secteurs correspondants plutôt que dans le secteur Transports, qui ne s'intéresse pas au déplacement sur le domaine non routier. Les consommations des bateaux de pêche sont comptabilisées dans le secteur Agriculture-pêche, dans la mesure où le déplacement des bateaux est un moyen de production (se rendre sur les lieux où se trouvent les poissons) et non une fin.

¹² Cf. annexe 5 pour la correspondance avec la nomenclature d'activités française.

¹³ Partiel. Le bilan de l'énergie affecte la consommation des combustibles utilisés dans les réseaux de chaleur au secteur final qui consomme cette chaleur (principalement résidentiel et tertiaire). En cas de cogénération, la partie du combustible utilisée pour la production d'électricité est affectée à la ligne production d'électricité du bilan (ligne production d'électricité thermique).

Annexe 6 : nomenclature NCE 2008

Nomenclature d'activités économiques pour l'étude des livraisons et consommations d'énergie 2008 (en abrégé NCE 2008) - Table de correspondance NCE 2008 - NAF rév. 2.

Code NCE 2008	Activité NCE 2008	Code NAF rév. 2	Activité NAF rév. 2
E01	Production de combustibles minéraux solides	05	Extraction de houille et de lignite
E02	Cokéfaction	19.10	Cokéfaction
E03	Extraction d'hydrocarbures	06	Extraction d'hydrocarbures
		09.1	Activités de soutien à l'extraction d'hydrocarbures
E04	Raffinage de pétrole	19.20	Raffinage de pétrole
E05	Production, transport et distribution d'électricité	35.1	Production, transport et distribution d'électricité
E06	Production et distribution de gaz	35.2	Production et distribution de combustibles gazeux
E07	Production et distribution d'eau	36	Captage, traitement et distribution d'eau
E08	Chauffage urbain	35.3	Production et distribution de vapeur et d'air conditionné
E09	Production et transformation de matières fissiles et fertiles	20.13A	Enrichissement et retraitement de matières nucléaires
		24.46	Élaboration et transformation de matières nucléaires
E10	Agriculture, sylviculture	01	Culture et production animale, chasse et services annexes
		02	Sylviculture et exploitation forestière
E11	Pêche	03	Pêche et aquaculture
E12	Industrie laitière	10.5	Fabrication de produits laitiers
E13	Sucreries	10.81	Fabrication de sucre
E14	Industries alimentaires, hors industrie du lait et du sucre	10, sauf 10.5 et 10.81	Industries alimentaires
		11	Fabrication de boissons
		12	Fabrication de produits à base de tabac

Code NCE 2008	Activité NCE 2008	Code NAF rév. 2	Activité NAF rév. 2
E16	Sidérurgie	24.1	Sidérurgie
E18	Métallurgie et première transformation des métaux non ferreux	24.4 sauf 24.46	Production de métaux non ferreux
E19	Production de minéraux divers et extraction de minerais métalliques	07 08 sauf 08.12 09.9	Extraction de minerais métalliques Autres industries extractives Activités de soutien aux autres industries extractives
E20	Fabrication de plâtres, produits en plâtre, chaux et ciments	23.5 23.62	Fabrication de ciment, chaux et plâtre Fabrication d'éléments en plâtre pour la construction
E21	Production d'autres matériaux de construction et de céramique	23 sauf 23.1, 23.5 et 23.62 08.12	Fabrication d'autres produits minéraux non métalliques Exploitation de gravières et sablières, extraction d'argiles et de kaolin
E22	Industrie du verre	23.1	Fabrication de verre et d'articles en verre
E23	Fabrication d'engrais	20.15	Fabrication de produits azotés et d'engrais
E24	Autres industries de la chimie minérale	20.11 20.13B	Fabrication de gaz industriels Fabrication d'autres produits chimiques inorganiques de base n.c.a
E25	Fabrication de matières plastiques, de caoutchouc synthétique et de fibres artificielles ou synthétiques	20.16 20.17 20.60	Fabrication de matières plastiques de base Fabrication de caoutchouc synthétique Fabrication de fibres artificielles ou synthétiques
E26	Autres industries de la chimie organique de base	20.12 20.14 20.20 20.41 20.59 21.10	Fabrication de colorants et de pigments Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base Fabrication de pesticides et d'autres produits agrochimiques Fabrication de savons, détergents et produits d'entretien Fabrication d'autres produits chimiques n.c.a. Fabrication de produits pharmaceutiques de base
E28	Parachimie et industrie pharmaceutique	20.3	Fabrication de peintures, vernis, encres et mastics

Code NCE 2008	Activité NCE 2008	Code NAF rév. 2	Activité NAF rév. 2
E29	Fonderie, travail des métaux et première transformation de l'acier	20.42	Fabrication de parfums et de produits pour la toilette
		20.5	Fabrication d'autres produits chimiques
		sauf	
		20.59	
		21.2	Fabrication de préparations pharmaceutiques
		24.2	Fabrication de tubes, tuyaux, profilés creux et accessoires correspondants en acier
		24.3	Fabrication d'autres produits de première transformation de l'acier
		24.5	Fonderie
		25.1	Fabrication d'éléments en métal pour la construction
		25.21	Fabrication de radiateurs et de chaudières pour le chauffage central
		25.5	Forge, emboutissage, estampage ; métallurgie des poudres
		25.6	Traitement et revêtement des métaux ; usinage
		25.7	Fabrication de coutellerie, d'outillage et de quincaillerie
		sauf	
25.73A			
25.9	Fabrication d'autres ouvrages en métaux		
E30	Construction mécanique	25.29	Fabrication d'autres réservoirs, citernes et conteneurs métalliques
		25.3	Fabrication de générateurs de vapeur, à l'exception des chaudières pour le chauffage central
		25.73A	Fabrication de moules et modèles
		26.51B	Fabrication d'instrumentation scientifique et technique
		26.52	Horlogerie
		26.7	Fabrication de matériels optique et photographique
		26.8	Fabrication de supports magnétiques et optiques
		28 sauf	Fabrication de machines et équipements
		28.11 et	
		28.23	
		33.12	Réparation de machines et équipements mécaniques
33.20B	Installation de machines et équipements mécaniques		
33.20C	Conception d'ensemble et assemblage sur site industriel d'équipements de contrôle des processus industriels		
E31	Construction électrique et électronique	26.1	Fabrication de composants et de cartes électroniques

Code NCE 2008	Activité NCE 2008	Code NAF rév. 2	Activité NAF rév. 2
E32	Construction de véhicules automobiles et d'autres matériels de transport terrestre	26.2	Fabrication d'ordinateurs et d'équipements périphériques
		26.3	Fabrication d'équipements de communication
		26.4	Fabrication de produits électroniques grand public
		26.6	Fabrication d'équipements d'irradiation médicale, d'équipements électromédicaux et électrothérapeutiques
		27	Fabrication d'équipements électriques
		28.23	Fabrication de machines et d'équipements de bureau (à l'exception des ordinateurs et équipements périphériques)
		29.31	Fabrication d'équipements électriques et électroniques automobiles
		32.50A	Fabrication de matériel médico-chirurgical et dentaire
		33.14	Réparation d'équipements électriques
		28.11	Fabrication de moteurs et turbines, à l'exception des moteurs d'avions et de véhicules
		29.1	Construction de véhicules automobiles
		29.2	Fabrication de carrosseries et remorques
		29.32	Fabrication d'autres équipements automobiles
		30.2	Construction de locomotives et d'autre matériel ferroviaire roulant
		30.9	Fabrication de matériels de transport n.c.a.
33.17	Réparation et maintenance d'autres équipements de transport		
E33	Construction navale et aéronautique, armement	25.40	Fabrication d'arme et de munitions
		26.51A	Fabrication d'équipements d'aide à la navigation
		30.1	Construction navale
		30.3	Construction aéronautique et spatiale
		30.4	Construction de véhicule militaire de combat
		33.15	Réparation et maintenance navale
		33.16	Réparation et maintenance d'aéronefs et d'engins spatiaux
E34	Industrie textile, du cuir et de l'habillement	13	Fabrication de textile
		14	Industrie de l'habillement et des fourrures
		15	Industrie du cuir et de la chaussure
E35	Industrie du papier et du carton	17	Industrie du papier et du carton
E36	Fabrication de produits en caoutchouc	22.1	Fabrication de produits en caoutchouc
E37	Fabrication de produits en plastique	22.2	Fabrication de produits en plastique

Code NCE 2008	Activité NCE 2008	Code NAF rév. 2	Activité NAF rév. 2
E38	Industries diverses	16	Travail du bois et fabrication d'articles en bois et en liège, à l'exception des meubles ; fabrication d'articles en vannerie et sparterie
		18	Imprimerie et reproduction d'enregistrements
		31	Fabrication de meubles
		32 sauf 32.50A	Autres industries manufacturières
		33.11	Réparation d'ouvrages en métaux
		33.13	Réparation de matériels électroniques et optiques
		33.19	Réparation d'autres équipements
		33.20A	Installation de structures métalliques, chaudronnées et de tuyauterie
		33.20D	Installation d'équipements électriques, de matériels électroniques et optiques ou d'autres matériels
		38.3	Récupération
		E39	Bâtiment et génie civil
42	Génie civil		
43	Travaux de construction spécialisés		
E40	Transports ferroviaires	49.1	Transports ferroviaires interurbains
		49.2	Transports ferroviaires de fret
E41	Transports routiers, urbains, par conduite	49.3	Autres transports terrestres de voyageurs Transports routiers de fret et services de déménagement
		49.4	Transports routiers de fret et services de déménagement
		49.5	Transports par conduites
E42	Transports fluviaux	50.3	Transports fluviaux de passagers
		50.4	Transports fluviaux de fret
E43	Transports maritimes et navigation côtière	50.1	Transports maritimes et côtiers de passagers
		50.2	Transports maritimes et côtiers de fret
E44	Transports aériens	51	Transports aériens
E45	Télécommunications et postes	53	Activités de poste et de courrier
		61	Télécommunications

Code NCE 2008	Activité NCE 2008	Code NAF rév. 2	Activité NAF rév. 2
E46	Commerce	45 sauf 45.2	Commerce et réparation d'automobile et de motocycles
		46	Commerce de gros, à l'exception des automobiles et des motocycles
		47	Commerce de détail, à l'exception des automobiles et des motocycles
E47	Hébergement et restauration	55	Hébergement
		56	Restauration
E48	Enseignement	85	Enseignement
E49	Santé	75	Activité vétérinaires
		86	Activités pour la santé humaine
		87.1	Hébergement médicalisé
E50	Services marchands divers (hors santé et enseignement)	41.1	Promotion immobilière
		45.2	Entretien et réparation de véhicules automobiles
		52	Entreposage et services auxiliaires des transports
		58	Édition
		59	Production de films cinématographiques, de vidéo et de programmes de télévision ; enregistrement sonore et édition musicale
		60	Programmation et diffusion
		62	Programmation, conseil et autres activités informatiques
		63	Services d'information
		64	Activités des services financiers, hors assurance et caisses de retraite
		65	Assurance
		66	Activités auxiliaires de services financiers et d'assurance
		68	Activités immobilières
		69	Activités juridiques et comptables
		70	Activités des sièges sociaux ; conseil de gestion
		71	Activités d'architecture et d'ingénierie ; activités de contrôle et analyses techniques
73	Publicité et études de marché		
74	Autres activités spécialisées, scientifiques et techniques		
77	Activités de location et location-bail		
78	Activités liées à l'emploi		
79	Activités des agences de voyage, voyagistes, services de réservation et activités connexes		

Code NCE 2008	Activité NCE 2008	Code NAF rév. 2	Activité NAF rév. 2
E51	Administrations et services non marchands	80	Enquête et sécurité
		81	Services relatifs aux bâtiments et aménagement paysager
		82	Activités administratives et autres activités de soutien aux entreprises
		87 sauf 87.1	Hébergement social
		88	Action sociale sans hébergement
		90	Activités créatives, artistiques et de spectacle
		91	Bibliothèques, archives, musées et autres activités culturelles
		92	Organisation de jeux de hasard et d'argent
		93	Activités sportives, récréatives et de loisirs
		95	Réparation d'ordinateurs et de biens personnels et domestiques
		96	Autres services personnels
		72	Recherche-développement scientifique
		84	Administration publique et défense ; sécurité sociale obligatoire
		94	Activités des organisations associatives
97	Activités des ménages en tant qu'employeurs de personnel domestique		
99	Activités des organisations et organismes extraterritoriaux		
E52	Ménages		
E53	Assainissement, gestion des déchets et dépollution	37	Collecte et traitement des eaux usées
		38 sauf 38.3	Collecte, traitement et élimination des déchets
		39	Dépollution et autres services de gestion des déchets

Notes :

n.c.a. : non classé ailleurs.

Il n'y a pas de codes E15, E17 et E27 dans la NCE 2008.

Source : Service de l'observation et des statistiques

Annexe 7 : modifications apportées au bilan 2013

Séparation résidentiel-tertiaire

Afin de poursuivre le travail initié dans le « Bilan énergétique de la France pour 2011 », les consommations finales énergétiques des secteurs résidentiel et tertiaire sont distinguées sur la période 2002-2013 pour toutes les énergies.

Énergies renouvelables

- La production des pompes à chaleur (PAC) aérothermiques a été partiellement revue et intègre désormais les PAC air/air « monosplits¹⁴ ». Les chauffe-eau thermodynamiques¹⁵ ne sont pas pris en compte. Des travaux méthodologiques sont en cours, dans l'attente des résultats de l'enquête nationale sur le logement 2013 menée par l'Insee.
- Concernant la géothermie pour un usage chaleur, l'énergie primaire est reconstituée selon les préconisations de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) en considérant un rendement de 50 %. Auparavant, l'énergie primaire prise en compte était égale à la chaleur livrée aux réseaux de chaleur. Pour la géothermie électrique, il n'y a pas eu de production en 2013 en métropole.
- Pour les déchets urbains incinérés, les unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM) sont ventilées selon leur code NAF, soit dans le tertiaire, soit dans la branche énergie ; par le passé, elles étaient classées entièrement dans la branche énergie.
- La série relative à la consommation de bois-énergie des ménages a été révisée. Les coefficients du modèle d'estimation ont été recalés. La série sera révisée à nouveau avec la prise en compte des résultats de l'enquête nationale sur le logement 2013.

Les données sur les biocarburants 2012 et 2013 ont été modifiées suite à un changement méthodologique des données douanières.

¹⁴ Composées d'une seule unité intérieure et d'une unité extérieure, généralement utilisées pour une seule pièce.

¹⁵ Production d'eau chaude sanitaire, grâce à un dispositif de pompe à chaleur.



Sigles et abréviations

Ademe	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
ARA	Anvers, Rotterdam, Amsterdam
BCIAT	biomasse chaleur industrie agriculture tertiaire
CAF	coût, assurance, fret
CCG	cycle combiné au gaz
Ceren	Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
Cesi	chauffe-eau solaire individuel
CMS	combustibles minéraux solides
Copacel	Confédération française de l'industrie des papiers, cartons et celluloses
CPDP	Comité professionnel du pétrole
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CVC	corrigé des variations climatiques
DOM	Département d'outre-mer
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
EDF	Électricité de France
ELD	entreprises locales de distribution
EMHA	ester méthylique d'huile animale
EMHU	ester méthylique d'huile usagée
EMHV	ester méthylique d'huile végétale
EnR	énergie renouvelable
EnRé	énergies renouvelables électriques
EnRt	énergies renouvelables thermiques
ERDF	Électricité réseau distribution France
ETBE	Ethyl-tertio-butyl-éther
FAB	franco à bord
FBCF	formation brute de capital fixe
FMI	Fonds monétaire international
FOD	fioul domestique
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
GNV	gaz naturel pour véhicules
GPL	gaz de pétrole liquéfié
IAA	industrie agroalimentaire
IGCE	industries grosses consommatrices d'énergie
Insee	Institut national de la statistique et des études économiques
IPI	indice de la production industrielle
MBtu	million de British thermal units
Mt	million de tonnes
Mtep	million de tonnes équivalent pétrole
NBP	National Balancing Point
NCE	nomenclature d'activités économiques pour l'étude des livraisons et consommations d'énergie
nd	non disponible
ns	non significatif
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
Opep	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PAC	pompe à chaleur

PCI	pouvoir calorifique inférieur
PCS	pouvoir calorifique supérieur
PIB	produit intérieur brut
PNA	plan d'action national en faveur des énergies renouvelables
PPI	programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité
PR	produits de récupération
RTE	Réseau de transport d'électricité
SEI	systèmes énergétiques insulaires
Snet	Société nationale d'électricité et de thermique
SP95-E10	sans plomb 95 - éthanol 10 %
SSC	système solaire combiné chauffage et eau chaude
TCAM	taux de croissance annuel moyen
TICPE	taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
Tipp	taxe intérieure des produits pétroliers
UCTE	Union pour la coordination du transport d'électricité
UE	Union européenne
UIOM	unité d'incinération des ordures ménagères

Pour en savoir plus

Le bilan énergétique de la France pour 2013 est l'une des publications majeures du Commissariat général au développement durable (CGDD) dans le domaine de l'énergie. Il ne s'agit pas toutefois de la seule, et le lecteur recherchant d'autres éléments d'informations sur l'énergie et le climat les trouvera sans doute dans les références suivantes :

Références électroniques

- Site du Service de l'observation et des statistiques, rubrique « Énergies et Climat » : <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie-climat/966.html>
- Catalogue du CGDD : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Catalogues-du-CGDD.html>
- Site de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Energie-Air-et-Climat-.html>

Références statistiques

Les « Repères » sont des fascicules de petit format faciles à transporter rassemblant les données essentielles dans chaque domaine de compétence du ministère. La sous-direction des statistiques de l'énergie édite et met à jour annuellement les trois « Repères » suivants :

- « Chiffres clés de l'énergie » : dernière édition parue en février 2014 ;
- « Chiffres clés du climat » : dernière édition parue en novembre 2013 ;
- « Chiffres clés des énergies renouvelables » : édition 2014.

Les « Chiffres & statistiques » présentent deux types de données : les chiffres conjoncturels sous forme de tableaux et graphiques accompagnés de commentaires courts, synthétiques et descriptifs, ou bien des premiers résultats d'enquête ou d'exploitation de fichiers administratifs à périodicité annuelle. La sous-direction des statistiques de l'énergie édite et met à jour annuellement les « Chiffres & statistiques » suivants :

- « Les émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie dans le monde », dernière édition parue en janvier 2014 ;
- « Les ventes de produits pétroliers : résultats par produit et par département », dernière édition parue en février 2014 ;
- « Enquête annuelle sur le marché du gaz naturel », dernière édition parue en avril 2014 ;
- « L'activité de la pétrochimie en France », dernière édition parue en décembre 2013 ;
- « Prix du gaz et de l'électricité dans l'Union européenne », dernière édition parue en novembre 2013.

Elle édite également deux publications conjoncturelles :

- La conjoncture énergétique, qui paraît onze fois par an (à l'exception du mois d'août) ;
- Le tableau de bord trimestriel éolien – photovoltaïque.

Enfin, certaines études thématiques paraissent également dans cette collection :

- « Baromètre d'opinion sur l'énergie et le climat en 2013 », paru en août 2013 ;
- « L'évolution du mix électrique dans le monde entre 1980 et 2010 », paru en avril 2013 ;
- « Baromètre d'opinion sur l'énergie et le climat en 2012 », paru en avril 2013.

Les « Le point sur » abordent un point particulier sur un sujet donné dans les domaines d'intervention du ministère, sous un angle analytique. La sous-direction des statistiques de l'énergie édite et met à jour annuellement un « Le point sur » synthétisant les principaux enseignements du « Bilan énergétique de la France », et a récemment traité des thématiques suivantes :

- « Les immatriculations de véhicules équipés de motorisations alternatives », paru en octobre 2012 ;
- « Les Français et l'énergie », paru en août 2012 ;
- « Les émissions directes de CO₂ des ménages selon leur localisation », paru en août 2012 ;
- « La production d'électricité en région », paru en mars 2012 ;
- « Le gaz naturel liquéfié, un intérêt stratégique majeur, limité par des contraintes économiques », paru en avril 2011 ;
- « Les consommations finales d'énergie en région », paru en janvier 2011.

Références de la DGEC

- « Panorama énergies - climat » paraît chaque année au même moment que le « Bilan énergétique de la France » ;
- « Rapport Énergies 2050 : les différents scénarios de politique énergétique pour la France » ;
- « 2020-2050 : vers une économie sobre en carbone » ;

« Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité », « Programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur », « plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz » : renouvelés à chaque mandature, les derniers datent de 2009.

Les sources

Ce bilan énergétique de la France pour 2013 a été réalisé par le Service de l'observation et des statistiques (SOeS) avec, en particulier, l'aide ou les données des organismes suivants :

Ademe :	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie http://www.ademe.fr
AFPG :	Association française des professionnels de la géothermie www.afpg.asso.fr
AIE :	Agence internationale de l'énergie http://www.iea.org
Andra :	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs http://www.andra.fr
CEA :	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives http://www.cea.fr
Ceren :	Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie http://www.ceren.fr
CFBP :	Comité français du butane et du propane http://www.cfbp.fr
Citepa :	Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique http://www.citepa.org
CPDP :	Comité professionnel du pétrole http://www.cpdp.org
Credoc :	Centre de recherche pour l'étude et l'observation des conditions de vie http://www.credoc.fr
DGEC :	Direction générale de l'énergie et du climat http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Energie-Air-et-Climat-
Douanes (DGDDI) :	Direction générale des douanes et droits indirects http://www.douane.gouv.fr
EDF :	Électricité de France http://www.edf.fr
Epex :	European Power Exchange http://www.epexspot.com/fr/epex_spot_se
ERDF :	Électricité réseau distribution France http://www.erdfdistribution.fr
Eurostat :	Office statistique de l'Union européenne http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/

- FFA** : Fédération Française de l'acier
<http://www.acier.org/>
- GDF-Suez** : <http://www.gazdefrance.fr>
- Insee** : Institut national de la statistique et des études économiques
<http://www.insee.fr>
- Ministère de la Défense** : <http://www.defense.gouv.fr/>
- Observ'ER** : Observatoire des énergies renouvelables
<http://www.energies-renouvelables.org>
- RTE** : Réseau de transport d'électricité
<http://www.rte-france.com>
- SNCU/Fedene** : Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine
<http://www.fedene.fr>
- Snet** : Société nationale d'électricité thermique (E.ON France)
<http://www.eon-france.com>
- SNPAA** : Syndicat national des producteurs d'alcool agricole
<http://www.alcool-bioethanol.net/>
- SSP** : Service de la statistique et de la prospective (Ministère de l'agriculture, de l'agroalimentaire et de la forêt)
<http://agreste.agriculture.gouv.fr/>

Commissariat général au développement durable
Service de l'observation et des statistiques
Sous-direction des statistiques de l'énergie
Tour Voltaire
92055 La Défense cedex
www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr

Directeur de la publication
Jean-Paul Albertini
ISSN : 2102-474X
ISBN : 978-2-11-128695-5

Bureau de la diffusion
Tour Voltaire
92055 La Défense cedex
Mél : diffusion.soes.cgdd@developpement-durable.gouv.fr





CGDD - SOeS
Sous-direction
des statistiques de l'énergie
Tour Voltaire
92055 La Défense cedex

