

Juillet
2015

Bilan énergétique de la France pour 2014



Ministère
de l'écologie,
du Développement
durable
et de l'énergie

Service de l'observation et des statistiques

Directeur de la publication : Laurence Monnoyer-Smith

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

Rédaction : Didier Cadin, Isabelle Collet, Karine Delamare, François-Xavier Dussud, Zheng Gong, Claire Hagège, Jean Lauverjat, Daniel Lepoittevin, Sami Louati, Jean-Philippe Martin, Évelyne Misak, 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/MEDDE-MLETR - vue du Doubs en aval de la retenue d'eau du barrage EdF du Refrain.

Afgaz, bateau et terminal méthaniers.

Bilan énergétique de la France pour 2014

Publication réalisée par le SOeS

Sous-direction des statistiques de l'énergie

Juillet 2015



Sommaire

Avant-propos	5
Synthèse	7
1. Contexte économique, social et climatique	11
1.1 Une croissance économique mondiale identique à celle de 2013	12
1.2 Contexte macroéconomique français	14
1.3 Climat en 2014 : une année exceptionnellement chaude, des précipitations excédentaires et un ensoleillement proche de la normale	16
2. Poids de l'énergie dans l'économie et la société française en 2014	19
2.1 Prix de l'énergie sur les marchés internationaux et européens en 2014	20
2.2 La facture énergétique diminue en 2014 de plus de 11 milliards d'euros, par rapport à son niveau élevé de 2013	24
2.3 Prix à la consommation	26
2.4 Poids de l'énergie dans le budget des ménages français en 2014 : baisse des dépenses en logement et en carburants	28
3. Approvisionnement énergétique de la France	31
3.1 Approvisionnement énergétique de la France en 2014 : un pic de production à 139 Mtep, dû à la hausse de la production électrique nucléaire	32
3.2 Charbon : chute des importations (- 21 %)	36
3.3 Pétrole : des importations de pétrole brut en baisse du fait du recul du raffinage, un déficit des échanges de produits raffinés légèrement dégradé	38
3.4 Approvisionnement en gaz naturel	40
3.5 Énergies renouvelables thermiques et déchets : baisse de la production en 2014, en raison des températures clémentes	42
3.6 Approvisionnement en électricité	46
4. Transformation et acheminement de l'énergie en France	51
4.1 Transformation et acheminement de l'énergie en France en 2014 : légère diminution du raffinage et très faible recours aux centrales thermiques classiques	52
5. Consommation d'énergie par source primaire en France	55
5.1 Consommation d'énergie primaire en France en 2014 : le mouvement à la baisse se confirme	56
5.2 Charbon : forte baisse de la consommation (- 26 %), pour un niveau historiquement faible	60
5.3 Pétrole : la consommation primaire est à peine supérieure à son minimum de 2013 (+ 1,3 %)	62
5.4 Consommation primaire de gaz naturel : forte baisse (-16 %) liée à la douceur exceptionnelle du climat	64
5.5 Énergies renouvelables thermiques (EnRt) et déchets : les transports et le résidentiel dynamisent la consommation primaire	66
5.6 Consommation d'électricité primaire	68
6. Consommation d'énergie par secteur de l'économie en France	71
6.1 Troisième année consécutive de recul de la consommation finale d'énergie	72
6.2 Résidentiel et tertiaire : baisse de la consommation finale d'énergie	74
6.3 Consommation finale d'énergie des transports : stable en 2014	76
6.4 Consommation finale d'énergie de l'industrie : baisse modérée de la consommation de 0,9 %	78
6.5 Consommation finale d'énergie dans le secteur agriculture-pêche : stabilité de la consommation	80

7. Bilan énergétique en outre-mer	83
7.1 Bilan électrique en outre-mer : Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion	84
7.2 Énergies renouvelables thermiques et déchets en outre-mer	92
8. Au-delà du bilan énergétique national	95
8.1 Intensité énergétique	96
8.2 Émissions de CO ₂ dues à la combustion d'énergie : un recul de plus de 9 % des émissions	98
8.3 Chaleur vendue en France en 2013 : plus de la moitié produite en cogénération	100
8.4 Suivi de la directive relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables : 14,6 % de la consommation finale brute d'énergie assurés par les énergies renouvelables	104
Bilans de l'énergie 2012-2013-2014 (données corrigées des variations climatiques)	109
Bilans de l'énergie 2012-2013-2014 (données non corrigées des variations climatiques)	119
Bilan électrique dans les DOM en 2012-2013-2014	123
Annexes méthodologiques	127
Annexe 1 : le bilan de l'énergie, une équation comptable	128
Annexe 2 : définitions	129
Annexe 3 : équivalences énergétiques	133
Annexe 4 : méthode de correction des variations climatiques	134
Annexe 5 : contenu des postes du bilan de l'énergie	138
Annexe 6 : nomenclature NCE 2008	143
Annexe 7 : modifications apportées au bilan 2014	150
Sigles et abréviations	151
Pour en savoir plus	153
Sources	155

Chiffres arrêtés au 30 juin 2015.

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

Avant-propos

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, définies par l'ensemble des organisations internationales, telles que l'Agence internationale de l'énergie et l'Organisation des Nations unies, et par l'Union européenne.

Avec l'adoption de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui fixe les grandes orientations choisies par la France pour les années à venir, et avant le grand rendez-vous que constitue l'organisation de la 21^e conférence des parties de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques à Paris, il est particulièrement précieux de pouvoir ainsi comparer la situation de la France à celle 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. Il 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. Sur le plan du concept, les approvisionnements doivent, une fois additionnés, correspondre au total des emplois. C'est une équation comptable.

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 sous sa forme actuelle 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 réalisation de nouveaux bilans énergétiques en outre-mer, pour la filière *renouvelables thermiques et déchets*. Ce volume s'enrichit également de la cartographie des réseaux et des principales centrales de production.

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



Synthèse

En 2014, l'activité économique mondiale a augmenté au même rythme qu'en 2013 (+ 3,4 %). Cette apparente stabilité masque des évolutions différentes. La situation économique s'est en effet nettement améliorée dans les pays développés, avec notamment un raffermissement de la croissance américaine, mais surtout la sortie de récession de la zone euro. C'est particulièrement vrai en Espagne et en Allemagne, moins en France où la croissance reste atone (+ 0,2 % en 2014 après + 0,7 % en 2013). *A contrario*, même si elle reste supérieure à celle des pays développés, la croissance a ralenti dans les pays émergents et en développement.

Dans ce contexte, la demande mondiale de pétrole a augmenté mais de façon ralentie (+ 0,7 %, soit deux fois moins que les deux années précédentes). Elle est portée par les besoins des pays émergents, la demande des pays développés ayant fortement diminué. L'offre a au contraire bondi de 2,3 % par rapport à 2013, et est supérieure à la demande mondiale d'un million de barils par jour en 2014. Ce surplus a entraîné les cours internationaux à la baisse. Le prix du baril de Brent daté a reculé de près de 9 % par rapport à 2013, passant sous la barre symbolique des 100 dollars en moyenne sur l'année 2014. En Europe, les prix des autres énergies ont tous diminué en 2014. Ainsi, le prix de référence à Londres du gaz naturel a baissé de 23 %, après quatre années de hausse. Celui de l'électricité sur la principale place boursière européenne s'est replié de près de 20 %. Pour le charbon enfin, le marché mondial est également resté excédentaire, entraînant une baisse des prix de 8 % sur le principal marché spot européen.

Conséquence de ce repli des prix internationaux et européens, les prix à la consommation de l'énergie ont diminué en France (- 0,9 %), pour la première fois depuis la crise économique et financière de 2009. Dans le sillage des cours du pétrole brut et des prix des produits pétroliers raffinés, le prix des carburants a baissé de 4,1 % en 2014. Le prix du gaz se replie légèrement, pour la première fois depuis cinq ans ; en revanche, celui de l'électricité a continué à augmenter, de près de 6 % en 2014, une hausse à peine inférieure à celle de 2013. Au final, le prix de l'énergie utilisée pour le logement a crû de 2 %.

Ces évolutions se sont répercutées sur le budget des Français. En 2014, la dépense courante annuelle moyenne en énergie d'un ménage passe ainsi sous la barre des 3 000 euros, soit un reflux de plus de 7 % par rapport au pic de 2013. La baisse des prix se traduit par une diminution de la facture en carburants de 60 euros annuels. Les dépenses d'énergie dans le logement chutent quant à elles de près de 11 %, en raison de la douceur exceptionnelle des températures hivernales, qui ont jugulé l'impact négatif qu'aurait pu avoir la poursuite de la hausse des prix de l'électricité ; elles s'allègent ainsi de près de 180 euros en 2014.

L'année 2014 a en effet battu des records en matière de température dans le monde, et notamment en France. En moyenne sur le pays, la température a été supérieure de 1,5°C à celle de la période de référence (1981-2010) et à celle de 2013 ; 2014 devient ainsi l'année la plus chaude depuis 1900, devant 2011, le précédent record. Les températures ont été particulièrement douces pendant la saison de chauffe : de janvier à avril, puis en octobre et novembre, les températures moyennes ont été supérieures de 2 à 3°C aux normales saisonnières. Cette douceur exceptionnelle s'est concrètement traduite par des besoins de chauffage en baisse de 7 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) par rapport à une année moyenne de la période de référence – soit 10 Mtep de moins qu'en 2013 dont l'hiver avait été rigoureux.

Le déficit des échanges physiques d'énergie s'en est trouvé réduit d'autant, à moins de 114 Mtep, son niveau le plus bas depuis 1988. En particulier, les importations se sont nettement contractées, passant sous la barre des 150 Mtep pour la première fois depuis 1995. Les imports ont diminué dans des proportions proches pour presque tous les produits énergétiques hormis les produits pétroliers raffinés. Baisse des cours internationaux et moindres importations physiques se sont conjuguées pour alléger la facture énergétique de la France. En 2014, le solde des échanges extérieurs de produits énergétiques recule de 17 % par rapport à 2013 et s'établit à un peu moins de 55 milliards d'euros (Md€). La chute de la facture gazière (environ 10 Md€ en 2014) est particulièrement spectaculaire : - 27 %. La facture charbonnière diminue quant à elle de plus d'un quart, à 1,4 Md€. Enfin le déficit du commerce extérieur de produits pétroliers, à 45 Md€, baisse de près de 13 %, notamment du fait du pétrole brut. Les exportations d'électricité, en hausse de 19 % par rapport à 2013, ont aussi contribué à la réduction du déficit.

Si ce dernier s'est atténué, c'est parce que les besoins énergétiques de la France ont fortement diminué en 2014. La consommation d'énergie primaire réelle passe sous la barre symbolique des 250 Mtep, un plancher qu'elle n'avait pas franchi depuis 1995, diminuant de 10 Mtep par rapport à 2013. Cette nette baisse (près de - 4 % en un an) s'explique bien sûr en grande partie par les températures. Néanmoins, même en corrigeant l'effet de ces variations climatiques, la consommation d'énergie primaire poursuit sur une tendance de fond à la diminution qui semble avoir débuté en 2005, et n'a été perturbée que par la chute due à la crise économique et financière mondiale de 2008 et le rebond qui a suivi. En une dizaine d'années, la consommation d'énergie primaire corrigée des variations clima-

tiques est ainsi passée de 275 Mtep, son maximum, à 257 Mtep, soit - 2 Mtep par an. Et ce malgré le redressement de la consommation finale non énergétique (+ 4 %, à 14 Mtep), qui retrouve ainsi le niveau post-crise de 2009.

En effet, la consommation finale énergétique a baissé d'un Mtep par rapport à 2013, et atteint 150 Mtep, en données corrigées des variations climatiques. Il faut remonter à 1996 pour trouver un niveau aussi bas. L'essentiel de la baisse est imputable au secteur résidentiel : à moins de 46 Mtep, sa consommation finale diminue de 1,2 %. Elle s'effrite également dans l'industrie et le tertiaire (respectivement 29 et 22 Mtep), sensiblement au même rythme. *A contrario*, elle réaugmente très légèrement dans les transports, premier secteur consommateur, à 49 Mtep.

Avec 139 Mtep, la production nationale d'énergie primaire augmente d'un peu plus d'un Mtep par rapport à 2013 et établit un nouveau record. En effet les centrales nucléaires ont produit 3 Mtep d'électricité en plus. Avec un peu moins de 114 Mtep en 2014 elles restent néanmoins assez loin de leur record absolu de 118 Mtep en 2005. *A contrario*, la production d'électricité renouvelable s'est contractée de plus de 6 %. La belle progression des filières éolienne et photovoltaïque n'a pas compensé le repli de la production hydraulique (environ - 11 %) dû aux conditions climatiques. La production d'énergie primaire provenant des énergies renouvelables thermiques et de la valorisation des déchets diminue de plus d'un Mtep, à 16,3 Mtep. L'essentiel de la baisse provient de la moindre production de bois-énergie, principale filière renouvelable thermique en France, qui passerait de près de 10 Mtep à 8,7 Mtep entre 2013 et 2014, à cause de l'hiver doux.

Production d'énergie primaire en hausse de près d'un point, consommation réelle en baisse de près de quatre points : ces deux évolutions concourent à la nette hausse du taux d'indépendance énergétique, qui bondit entre 2013 et 2014 de 53,1 % à 55,8 %.

L'intensité énergétique finale diminue de 0,8 % en 2014, après correction des variations climatiques. Or depuis 2004, elle baisse chaque année en moyenne de - 1,4 %. Il faut remonter à 2009, année de crise économique, pour observer un recul de l'intensité énergétique encore plus modeste. D'une part la consommation finale d'énergie n'a que très peu diminué (- 0,3 %), et d'autre part le produit intérieur brut (PIB) a stagné (+ 0,2 %).

Selon le calcul partiel et provisoire du SOeS, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie chutent de 9,4 % en 2014 en données réelles. L'ampleur de cette baisse s'explique principalement par les températures qui ont entraîné une demande moindre d'énergie, notamment fossile. Après avoir longtemps plafonné, les émissions, corrigées des variations climatiques, diminuent désormais nettement : elles ont reculé de 2,4 % par an en moyenne depuis 2007. Ainsi, en 2014, leur niveau est inférieur de 15,6 % à celui de 1990.

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 :

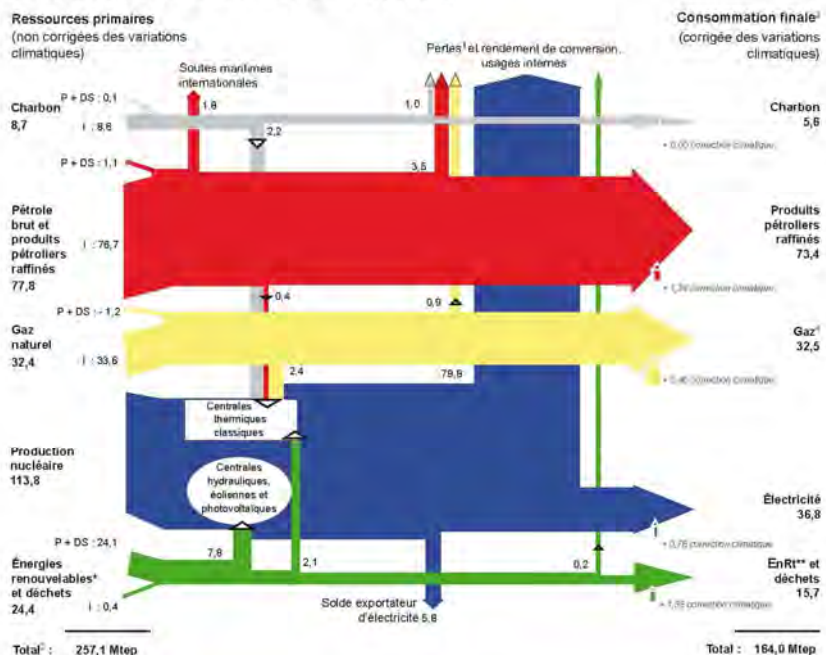
¹ L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient à la convention internationale qui veut que l'électricité d'origine nucléaire soit comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

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 « sources 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 2014 (Mtep)



Source : SOeS - bilan de l'énergie 2014

Summary

In 2014, global economic activity grew at the same rate as in 2013 (+3.4%). However, this apparent stability masks differences in evolution. For the developed countries, the economic situation improved markedly with, notably, more firmly established American growth and, above all, the emergence from recession of the Euro Zone. This was particularly true for Germany and Spain, less so for France where growth remained sluggish (+0.2% in 2014 after +0.7% in 2013). Conversely, growth in emerging and developing countries slowed, but nonetheless remained higher than in the developed countries.

In this context, the global demand for oil increased but at a slower pace (+0.7%, i.e. half the rate in the preceding two years). Demand was underpinned by emerging countries' needs, as developed countries' demand dropped sharply. Supply, on the other hand, saw a 2.3% hike in relation to 2013 and exceeded world demand by 1 million barrels per day in 2014. This surplus caused international prices to fall. The Dated Brent price per barrel dropped by almost 9% in relation to 2013, dipping below the symbolic \$100 level on average over 2014. In Europe, prices of other forms of energy all dropped in 2014. Thus, the London reference price for natural gas dropped by 23% after four years of increase, and the price of electricity fell by around 20% on the main European market. Lastly, the world coal market also showed a surplus, resulting in an 8% price drop on the main European spot market.

As a result of these decreases in international and European prices, the cost of energy consumption dropped in France (-0.9%) for the first time since the economic and financial crisis of 2009. In the wake of decreasing prices for crude oil and for refined oil products, fuel prices reduced by 4.1% in 2014. The price of gas fell slightly for the first time in five years but that of electricity continued to rise, by around 6% in 2014, a rise only slightly lower than that of 2013. As a result, the price of energy consumed for household purposes rose by 2%.

These changes had repercussions for French people's budgets. In 2014 average current annual energy spending by households fell below €3000, a 7% fallback in relation to the peak of 2013. Lower prices resulted in a lowering of annual fuel bills by €60. Energy spending for household uses dropped by around 11% as a result of the exceptionally mild winter temperatures, which had a restraining effect on the negative impact that increased electricity prices could otherwise have had. Bills were accordingly around €180 lighter in 2014.

2014 was a year of record temperatures throughout the world and notably in France. The average temperature over the country was 1.5° C higher than for the reference period (1981-2010) and for 2013. 2014 thus became the warmest year since 1900, ahead of 2011 which held the previous record. Temperatures were particularly mild during the heating season: from January to April, then in October and November, average temperatures were 2 to 3 degrees above the seasonal norms. These exceptionally mild conditions resulted in a real reduction in the need for heating, which fell by 7 Mtoe in relation to an average year in the reference period and was 10 Mtoe less than in 2013, a year in which the winter was harsher.

The physical trade deficit for energy decreased accordingly, to less than 114 Mtoe, its lowest level since 1988. Imports in particular shrank, going below 150 Mtoe for the first time since 1995. Imports decreased in similar proportions for almost all energy products, with the exception of refined oil products. Lower international prices and less physical imports combined to lighten France's energy bill. In 2014, the foreign trade balance for energy products decreased by 17% in relation to 2013, reaching a little less than €55 billion. The reduction in the gas bill (around €10 billion in 2014) was particularly striking: -27%. The coal bill was reduced by one-quarter, to €1.4 billion. Lastly, the foreign trade deficit of oil products, at €45 billion, dropped by 13%, notably because of crude oil. Electricity exports, up by 19% in relation to 2013, also contributed to lowering the deficit.

The latter was attenuated because France's energy needs decreased sharply in 2014. Real primary energy consumption dropped below the emblematic 250 Mtoe level, a level below which it had not dropped since 1995, decreasing by 10 Mtoe in relation to 2013. This sharp drop (around -4% in a year) is, of course, explained primarily by the temperatures. However, even after adjustment for the effects of climate variation, primary energy consumption pursued a downward trend that seems to have started in 2005, and was only affected by the drop due to the global economic and financial crisis of 2008 and the ensuing recovery. Thus, over a ten year period, primary energy consumption adjusted for climate variations has gone from 275 Mtoe, its maximum, to 257 Mtoe, a drop of 2 Mtoe per year. This is in spite of an upturn in final non-energy consumption (+4%, at 14 Mtoe), which thus returned to its post 2009 crisis level.

Indeed, final energy consumption decreased by 1 Mtoe in relation to 2013, reaching 150 Mtoe in terms of climate variation adjusted data. This is the lowest level since 1996. The greater part of the decrease can be ascribed to the residential sector: at less than 46 Mtoe its final consumption decreased by 1.2%. Final consumption also declined in the industrial and tertiary sectors (29 and 22 Mtoe respectively), at more or less the same rate. Conversely, there was a slight increase for transport, the prime consuming sector, at 49 Mtoe.

At 139 Mtoe, national primary energy production increased by a little over 1 Mtoe in relation to 2013 and set a new record, with nuclear power stations producing an additional 3 Mtoe of electricity. At a little less than 114 Mtoe in 2014, they nonetheless remained some way below their record level of 118 Mtoe, reached in 2005. Conversely, generating of electricity from renewables decreased by more than 6%. The strong progress made by wind and photovoltaic energy did not offset the fallback in hydro-generation (around -11%) resulting from climate conditions. Primary energy from thermal renewables and from recovery from waste dropped by more than 1 Mtoe, to 16.3 Mtoe. Most of the decrease came from lower fuelwood production, the main renewable source in France, which went from around 10 Mtoe to 8.7 Mtoe between 2013 and 2014, as a result of the mild winter.

Primary energy production increasing by almost one point and real consumption decreasing by around 4 points were the two developments that contributed to a jump in energy self-sufficiency, which went from 53.1% in 2013 to 55.8% in 2014.

Final energy intensity dropped by 0.8% in 2014, after adjustment for climate variations. However, it has been decreasing on average each year by -1.4% and a more modest decrease in energy intensity has not been observed since 2009, the year of the economic crisis. Final energy consumption decreased only slightly (-0.3%) on the one hand and gross domestic product (GDP) stagnated (+0.2%) on the other.

According to SOeS' partial and provisional calculations, CO₂ emissions related to combustion for energy dropped by 9.4% in 2014 in real data terms. The scale of this decrease is explained, primarily, by the temperatures, which led to lower energy demand, notably for fossil energies. After remaining at a ceiling for a long time, emissions adjusted for climate variations are now clearly falling: they have decreased by 2.4% per year on average since 2007; their 2014 level was 15.6% lower than that in 1990.

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:

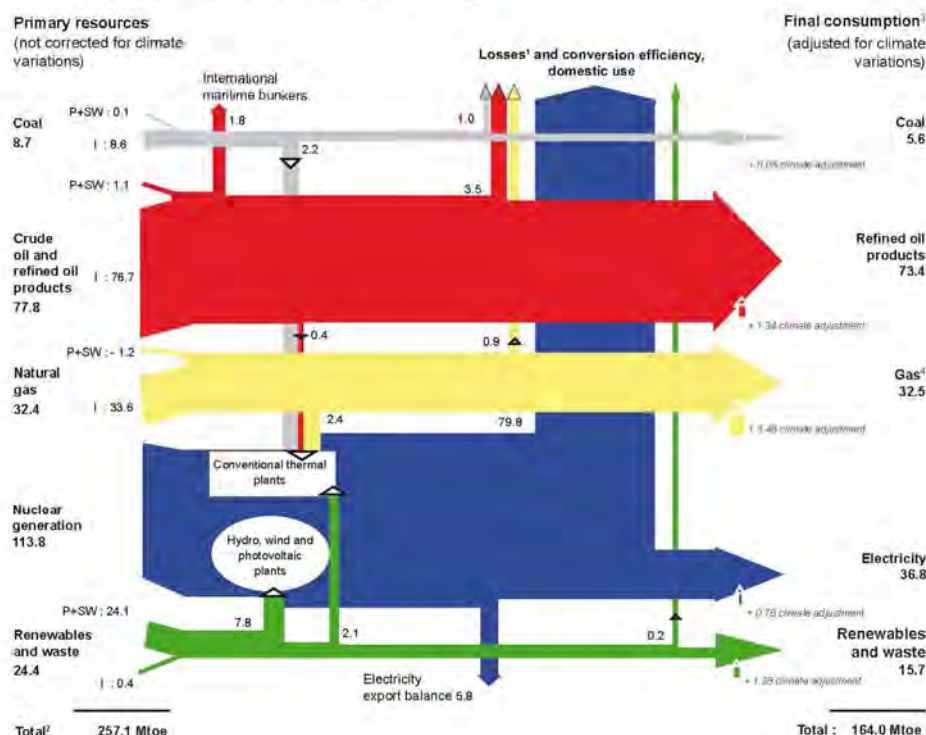
1. The scale of losses in the electricity sector stems from the international convention that nuclear generated electricity is accounted for in terms of the heat produced by the reaction and that two-thirds of that heat is lost in the conversion to electrical energy.

2. To obtain the total of energy available in metropolitan France (see Annex: Energy Balance, the "exported electricity balance" and "international maritime bunkers" 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 quantities of industrial gases used in the iron and steel industry.

All forms of energy Energy balance for France in 2014 (Mtoe)



Source: SOeS - energy balance 2014



1. Contexte économique, social et climatique

1.1 - Une croissance économique mondiale identique à celle de 2013

En 2014, le produit intérieur brut (PIB) mondial augmente à un rythme identique à celui de 2013 : + 3,4 % (*figure 1.1.1*).

Aux États-Unis, la croissance est plus vigoureuse que prévu, tout en étant inférieure d'un point à la croissance mondiale. La consommation, principal moteur de cette croissance, profite du rythme soutenu de la création d'emplois et de la croissance des revenus, de la baisse des prix du pétrole et du regain de confiance des consommateurs. Le taux de chômage y tombe à 5,5 % en février, soit plus d'un point au-dessous de son niveau de 2013.

Au Japon, la croissance en 2014 est quasi nulle, du fait de la faiblesse de la consommation et de l'effondrement de l'investissement résidentiel au second semestre.

La zone euro renoue avec une croissance de l'activité en 2014 après deux années de repli. Mais elle reste nettement en deçà de la croissance aux États-Unis et au niveau mondial. L'activité est plus faible que prévu jusqu'au milieu de l'année, mais semble se redresser en fin d'année, la consommation étant soutenue par la baisse des prix du pétrole et l'augmentation des exportations.

Au sein de la zone euro, l'Allemagne affiche le meilleur bilan (+ 1,6 %) et l'Espagne se redresse sensiblement (+ 1,4 % après - 1,2 % en 2013). En revanche, la France demeure en retrait (+ 0,4 % - source Fonds monétaire international), comme en 2013.

Comme les années passées, les pays émergents et en développement affichent, dans leur ensemble, une croissance supérieure à la moyenne mondiale. Cependant, en 2014, leurs résultats sont généralement moins favorables qu'en 2013. La croissance en Inde et en Chine dépasse toutefois 7 %.

Le commerce mondial progresse encore en 2014, à un rythme semblable à 2013. Contrairement à l'année précédente, les pays émergents et les pays avancés contribuent presque à égalité à la progression des flux.

En 2014, le prix du pétrole se contracte fortement, celui des matières premières hors combustibles enregistrant également une baisse importante. Ces fortes baisses, conjuguées au recul du prix d'autres produits de base, aboutissent à un fléchissement de l'inflation dans les pays avancés.

Dans les pays émergents, le recul des prix du pétrole et d'autres produits de base (y compris les produits alimentaires, qui pèsent plus lourd dans l'indice des prix à la consommation des pays émergents et des pays en développement) a généralement fait baisser l'inflation, à l'exception notable de pays dont la monnaie s'est dépréciée, comme la Russie.

Un marché du pétrole excédentaire en 2014

La demande mondiale de pétrole atteint 92,5 millions de barils/jour (Mbl/j) en 2014. Elle augmente de 0,7 % par rapport à 2013, à un rythme sensiblement inférieur à 2013 (+ 1,4 %) et 2012 (+ 1,2 %).

Cette légère augmentation résulte de deux mouvements contraires : une baisse de la demande des pays de l'OCDE (- 1,1 %) et une forte hausse pour les pays hors OCDE (+ 2,4 %).

Dans la zone OCDE, la demande se replie en 2014 prolongeant la tendance observée depuis plusieurs années. Seule l'année 2013 a fait exception, avec une légère hausse de 0,4 %. La demande européenne poursuit sa baisse (- 1,5 % en 2014, - 5,6 % depuis 2011), alors que la demande nord-américaine reste stable. Dans la zone OCDE Asie, la demande de pétrole recule en 2014, au même rythme qu'en 2013 (- 2,4 %).

Dans l'ensemble des pays hors OCDE, la demande continue de progresser mais à un rythme moindre qu'en 2013. La demande chinoise demeure celle qui progresse le plus (+ 3,0 %). Au Moyen Orient, la demande affiche une hausse deux fois plus élevée qu'en 2013. Dans les autres pays d'Asie, la demande progresse aussi (+ 1,7 %), mais le rythme de croissance diminue régulièrement depuis 2011.

Au total, l'offre de pétrole atteint en 2014 93,5 Mbl/j, en nette progression (+ 2,3 %) après une année 2013 plus atone. L'excédent de l'offre par rapport à la demande est le plus élevé de ces dernières années. Face à une demande en faible progression, les pays producteurs ne réduisent pas leur offre. C'est notamment le cas des États-Unis qui augmentent leur production de pétrole non conventionnel (*figure 1.1.2*).

Dans ce contexte, les cours s'effondrent, le prix du baril en dollar baissant de plus de 40 % en 2014. L'impact est important pour les économies fragiles, fortement dépendantes des exportations de brut dont l'équilibre budgétaire se base sur un cours largement supérieur à 100 dollars. Dans le même temps, les factures énergétiques des pays importateurs se contractent.

Figure 1.1.1 : indicateurs économiques mondiaux

En %

Évolution annuelle	2013	2014
PIB* mondial à prix constants	3,4	3,4
Pays avancés	1,4	1,8
dont États-Unis	2,2	2,4
dont Zone euro	-0,5	0,9
dont Allemagne	0,2	1,6
dont France	0,3	0,4
Pays émergents et en développement	5,0	4,6
Volume du commerce mondial	3,5	3,4
Cours des matières premières		
Pétrole	-0,9	-7,5
Hors combustibles	-1,2	-4,0

* Produit intérieur brut.

Source : FMI, avril 2015

Figure 1.1.2 : offre et demande mondiales de pétrole

En millions barils / jour

	2011	2012	2013	2014	Évolution 2013-2014 (en %)
Demande OCDE	46,4	45,9	46,1	45,6	-1,1
Demande non-OCDE	43,1	44,6	45,8	46,9	2,4
dont Chine	9,4	9,8	10,1	10,4	3,0
autre Asie	11,2	11,6	11,9	12,1	1,7
Moyen-Orient	7,5	7,8	7,9	8,1	2,5
Demande totale	89,5	90,6	91,9	92,5	0,7
Offre totale	88,6	90,7	91,4	93,5	2,3
Écart offre-demande	-0,9	0,1	-0,5	1,0	

Source : AIE Oil Market Report, 15 avril 2015

1.2 - Contexte macroéconomique français

En 2014, la croissance de l'économie française a été faible : le produit intérieur brut (PIB) a crû de 0,2 %, après + 0,7 % en 2013. Comme en 2013, l'investissement pèse négativement sur la croissance alors que la consommation des ménages accélère légèrement. Les importations progressent à un rythme plus soutenu que les exportations, de sorte que les échanges extérieurs grèvent la croissance.

La production industrielle en volume continue de baisser en 2014 (- 0,3 %, comme en 2013). Elle demeure inférieure de 9,5 % à son plus haut niveau, atteint en 2007, année précédant la crise. La production manufacturière croît à nouveau (+ 0,3 % après - 0,5 % en 2013), alors que le secteur énergétique est en net repli (- 3,5 % après + 0,7 %), en lien avec les températures élevées de l'année. En particulier, l'activité recule nettement dans la branche « Production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur » (- 4,5 %) après deux années de hausse. Dans la cokéfaction et le raffinage, la production diminue de 2,8 % en 2014, baisse de même ampleur qu'en 2013. Enfin, dans la construction, le recul de la production s'amplifie (- 2,1 % après - 0,5 % en 2013).

Les dépenses de consommation des ménages continuent de croître en 2014 : + 0,6 % en euros constants, après + 0,4 % en 2013. Le rebond de la consommation en biens manufacturés (+ 0,6 % après - 0,8 %) est imputable à l'inflexion des achats d'automobiles (- 0,2 % après - 5,3 %) et à l'accélération des dépenses en biens d'équipements qui retrouvent leur croissance de long terme (+ 7,6 % après + 4,6 % en 2013).

Les dépenses de services ralentissent légèrement (+ 0,6 % après + 1,0 % en 2013). Les dépenses en énergie-eau-déchets chutent en 2014 (- 8,7 % après + 2,1 %). Le recul atteint 14,7 % pour le gaz et près de 10 % pour l'électricité. Ces fortes baisses sont comparables à celles observées en 2011, deuxième année la plus chaude depuis 1900, après 2014.

La formation brute de capital fixe (FBCF) ou investissement de l'ensemble des agents économiques, recule de nouveau en 2014 (- 1,2 % après - 0,6 % en 2013) et reste ainsi inférieure de 6,7 % à son niveau de 2007. Cette dégradation est imputable aux ménages (- 5,3 % après - 1,5 %), dont l'investissement dans la construction chute, mais aussi au net recul de

l'investissement des administrations publiques (- 6,9 % après + 0,1 %), particulièrement dans les matériels de transport et la construction (génie civil et bâtiments).

En revanche, l'investissement des entreprises non financières accentue sa progression (+ 2,0 % après + 0,5 %), notamment grâce à la nette reprise dans les matériels de transport (+ 4,2 % après - 1,7 %) et les services d'information-communication (+ 2,2 % après - 0,1 %).

Les décisions des entreprises influent également sur l'activité via leur comportement de stockage. En 2014, les entreprises ont davantage stocké qu'en 2012 et 2013 de sorte que les stocks contribuent positivement à la croissance du PIB, à hauteur de 0,2 point. Au total, en 2014, l'investissement des entreprises et le stockage contribuent à hauteur de + 0,5 point à la croissance du PIB, après + 0,2 point en 2013.

En 2014, les importations en volume accélèrent (+ 3,8 % après + 1,7 %), plus rapidement que les exportations (+ 2,4 % après + 1,7 %). De ce fait, le commerce extérieur contribue négativement à l'activité, à hauteur de - 0,5 point de PIB, après une contribution nulle en 2013. En valeur, le solde extérieur est toutefois stable car le prix des importations baisse sensiblement plus que celui des exportations, sous l'effet notamment de la baisse du prix du pétrole. La hausse des importations en volume concerne principalement les biens d'équipements et les autres biens manufacturés, en particulier les produits pharmaceutiques. Le dynamisme des exportations est dû avant tout aux autres biens manufacturés et aux services aux entreprises.

En 2014, le revenu disponible brut des ménages progresse de + 1,1 % en valeur après + 0,7 % l'année précédente. Parallèlement, le prix de la dépense de consommation finale est stable (contre + 0,8 % en 2013), du fait notamment de la baisse des prix de nombreux produits manufacturés (particulièrement les biens d'équipement) et des hydrocarbures. Le prix de certains services (construction, restauration) accélère néanmoins en 2014 suite au relèvement de 7 % à 10 % de la TVA à taux réduit. Le pouvoir d'achat du revenu disponible augmente donc comme le revenu disponible (+ 1,1 %, après - 0,1 % en 2013) – (figures 1.2.1 et 1.2.2).

Figure 1.2.1 : évolution des principaux agrégats nationaux

En %

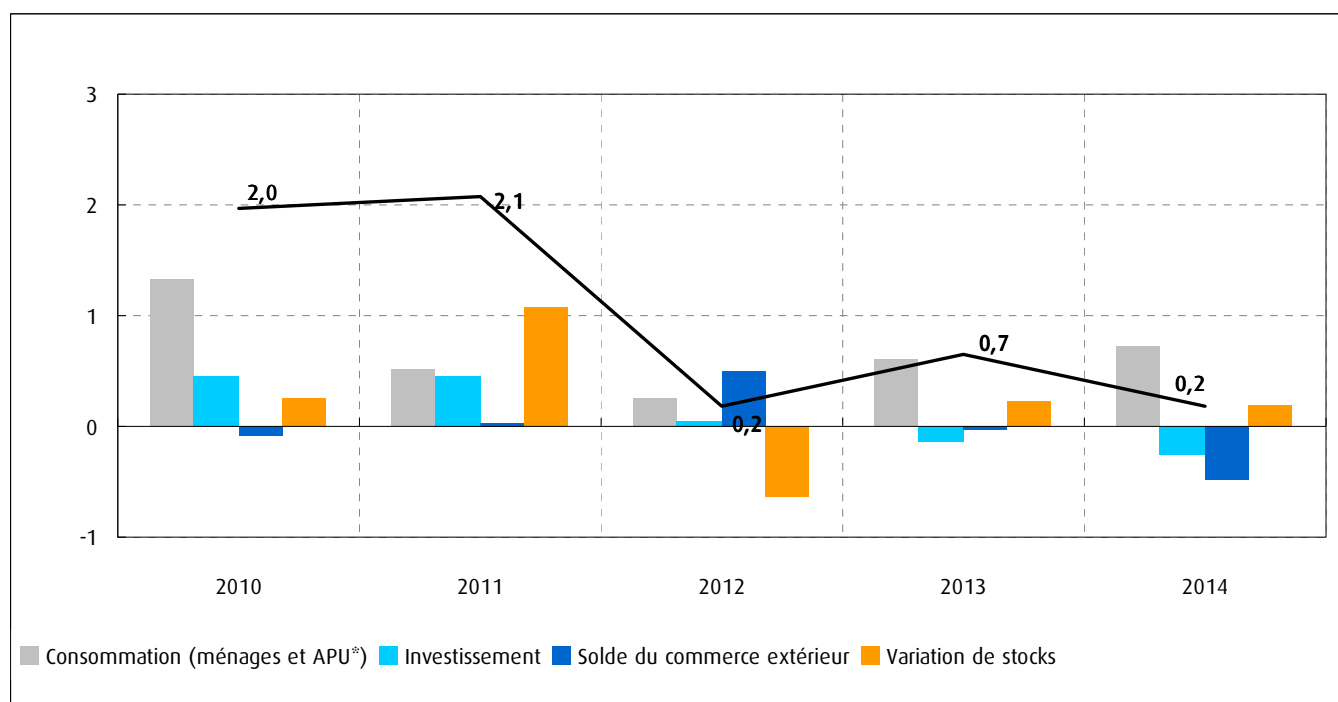
	2010	2011	2012	2013	2014
PIB	2,0	2,1	0,2	0,7	0,2
Dépenses de consommation finale *	1,3	0,5	0,3	0,6	0,7
Formation brute de capital fixe	0,5	0,5	0,1	-0,1	-0,3
Exportations	9,0	6,9	2,5	1,7	2,4
Importations	8,9	6,3	0,7	1,7	3,8

* Ménages et administrations publiques.

Source : Insee, comptes nationaux, base 2010

Figure 1.2.2 : évolution du PIB en volume et contributions à cette évolution

Variation annuelle en %, contributions en point



* Administrations publiques.

Source : Insee, comptes nationaux, base 2010

1.3 - Climat en 2014 : une année exceptionnellement chaude, des précipitations excédentaires et un ensoleillement proche de la normale

L'année 2014 a battu tous les records de chaleur en France, mais aussi en Europe et dans le monde. En moyenne sur toute la France, la température a été supérieure de 1,5°C à celle de la période de référence (1981-2010) et à celle de 2013. 2014 devient ainsi l'année la plus chaude depuis 1900. Ce nouveau record est très proche de celui de 2011, contrastant avec les années 2012 et 2013, qui n'avaient pas enregistré de caractère exceptionnel.

Les températures moyennes de la plupart des mois ont été supérieures à la normale, avec quelques exceptions : les mois de mai et de juillet ont été très proches de la normale et le mois d'août a été particulièrement frais.

La pluviométrie de l'année 2014 se situe dans le prolongement de 2013. Elle a en effet été supérieure à la normale de plus de 10 % en moyenne sur toute la France, selon Météo France. Les précipitations ont été plus ou moins importantes selon les régions, avec en particulier des niveaux atteignant une fois et demie la normale de l'Hérault à l'Ardèche et des Bouches-du-Rhône aux Alpes-Maritimes. Cet excédent est de 20 % en Bretagne, dans le Poitou, sur l'ouest des Pyrénées ainsi que dans le quart sud-est. En revanche, le sud de la Lorraine et le massif des Vosges ont subi un déficit proche de 20 % (figure 1.3.1).

Toujours selon Météo France, la durée annuelle d'ensoleillement a été très proche de la normale, avec toutefois un ensoleillement excédentaire de plus de 10 % dans les régions s'étendant de l'ouest de la Basse-Normandie au nord de la Bretagne ainsi qu'au sud des Pays de la Loire (figure 1.3.2).

En 2014, les besoins en énergie pour le chauffage ont été inférieurs 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, comme d'autres organismes, 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 2014 a compté 21,6 % de degrés-jours de moins que la moyenne et 20,9 % 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 (figure 1.3.3). Ainsi, la consommation évitée suite à un moindre recours au chauffage est évaluée, selon la méthode de correction climatique du SOeS (cf. annexe 4), à 7 Mtep par rapport à la période de référence.

Températures et consommation d'énergie : la correction des variations climatiques – l'exemple du gaz

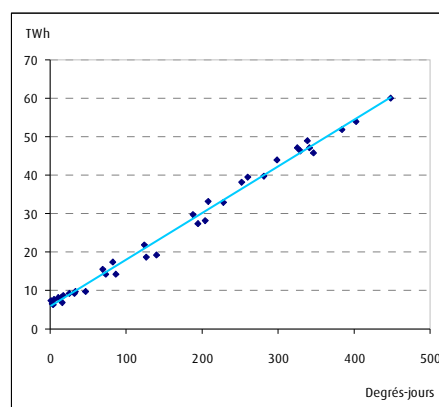
La consommation de gaz est consacrée pour l'essentiel au chauffage. Une petite part est utilisée pour la cuisson et une part très faible est utilisée pour un processus de production, surtout si l'on considère la seule consommation des clients reliés au réseau de distribution (les gros consommateurs sont 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 de gaz. 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 122 GWh.

Cette relation légitime le calcul de données « corrigées des variations climatiques » : 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.

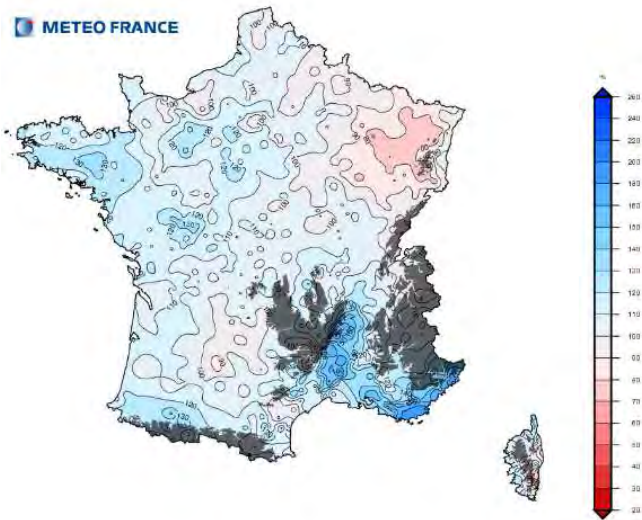
Quantité de gaz distribué en fonction des degrés jours du mois entre 2012 et 2014



Source : SOeS

**Figure 1.3.1 : cumul des précipitations en 2014
Rapport à la moyenne de référence (1981-2010)**

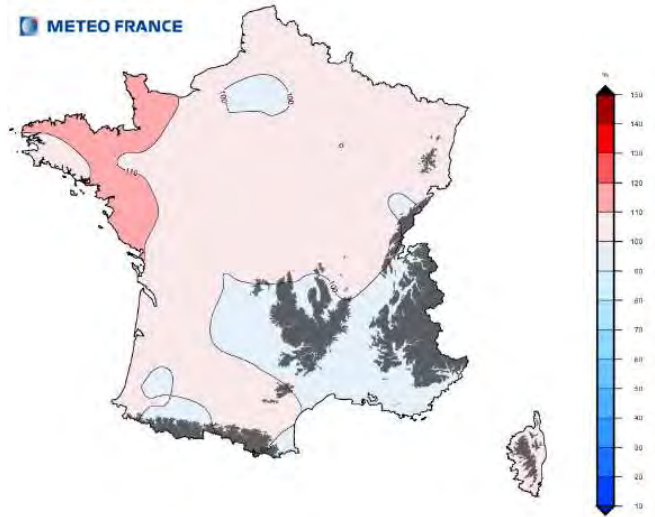
En %



Source : Météo-France

**Figure 1.3.2 : durée d'ensoleillement en 2014
Rapport à la moyenne de référence**

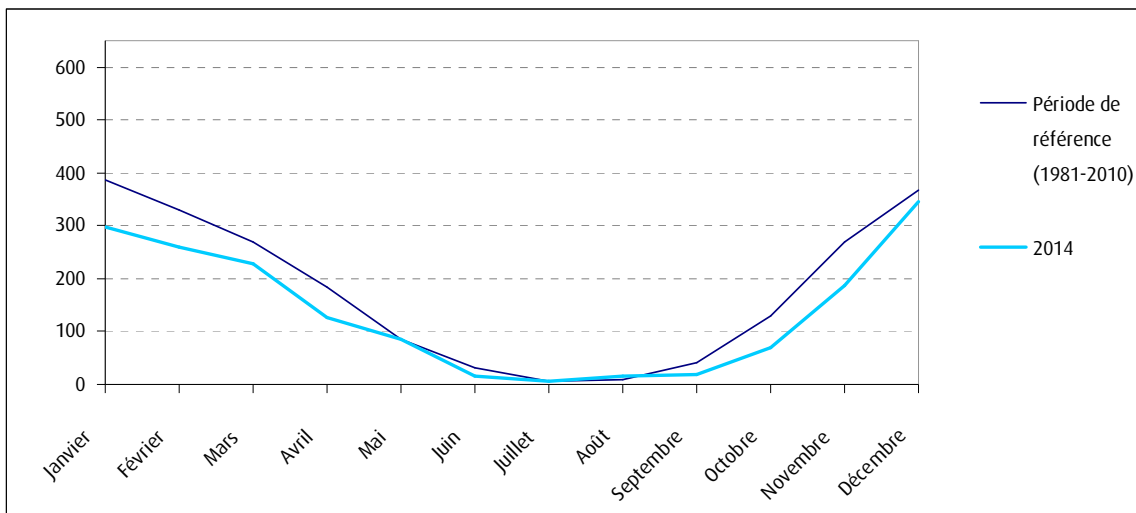
En %



Source : Météo-France

Figure 1.3.3 : nombre de degrés-jours mensuels

En degrés-jours



*Note : plus le nombre de degrés-jours est élevé plus le climat est rude.
(Pour en savoir plus, voir Annexe 4 p. 134)*

Source : Météo-France



2. Poids de l'énergie dans l'économie et la société française en 2014

2.1 - Prix de l'énergie sur les marchés internationaux et européens en 2014

2.1.1 - Prix des produits pétroliers

En moyenne sur l'année 2014, le Brent s'établit en dessous de la barre symbolique des 100 \$, à 99 \$ le baril précisément, soit un recul de 8,9 % par rapport à son niveau de 2013. Il cède ainsi près de 10 dollars sur un an et environ 13 dollars par rapport à son record de 2012. Mesuré en euros, ce recul est très comparable à celui observé en dollars (- 9,3 % sur un an, à 74,2 €/baril), du fait d'une parité entre les deux devises restée stable de 2013 à 2014.

Au cours du premier semestre 2014, le cours du baril a oscillé entre 107 et 112 \$, pour un maximum atteint au mois de juin. À partir du mois de juillet, il décroche, avec une baisse comprise entre 4 et 5 % jusqu'au mois de septembre, où il s'établit à 97,3 \$/bl, soit un retrait d'environ 15 dollars en trois mois. Entre septembre et novembre, le rythme de la baisse s'accélère (- 10 % par mois), puis le Brent chute de 20 % entre novembre et décembre. Le cours du baril s'établit ainsi en moyenne sur le mois à 62,5 dollars, soit une perte de plus de 49 \$ en six mois.

Sur longue période, l'évolution du cours du Brent a été irrégulière, avec en particulier un record inégalé observé le 3 juillet 2008, à 145 \$/bl. En effet, face à une forte demande en provenance des pays émergents et 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). Le niveau des prix est ensuite resté à un niveau élevé jusqu'au mois d'août 2014 (plus de 100 \$/bl, sauf au mois de juin 2012). La forte baisse observée au cours du second semestre 2014 s'explique notamment par une faible demande mondiale face à une offre excédentaire, alimentée par l'afflux de pétrole de schiste américain, et par la décision des pays de l'Opep de fin novembre 2014, confirmée en juin 2015, de maintenir inchangés les quotas de production de l'organisation. Ces effets l'ont

largement emporté face à une situation géopolitique pourtant instable dans certains pays producteurs (*figure 2.1.1.1*).

2.1.2 - Le prix du charbon vapeur

À 75,2 \$/t en moyenne sur l'année, le prix spot du charbon vapeur sur le marché d'Anvers-Rotterdam-Amsterdam (ARA) a diminué de 8 % en 2014 par rapport à 2013. Les prix ont baissé régulièrement durant le premier semestre. Après être repartis à la hausse en août, ils ont repris leur tendance à la baisse pour atteindre 71 \$/t en décembre, soit leur plus bas niveau de 2014 (*figure 2.1.2.1*).

Mesurée en euros, la baisse du prix spot est comparable : - 8 % à 56,7 €/t Coût, assurance et fret (CAF), contre 62 €/t en 2013, du fait d'une parité euro/dollar quasi stable entre 2013 et 2014.

Depuis quinze ans, le prix du charbon s'inscrit dans le sillage du prix du baril de pétrole. Jusqu'en mars 2003, le prix spot est resté à un niveau bas, en dessous de 50 \$/t. Il a ensuite augmenté jusqu'en juillet 2007, avec une moyenne de 63 \$/t. À l'été 2008, suite à l'insuffisance des circuits logistiques pour répondre à la demande massive, les prix ont fortement augmenté, jusqu'à un record de 210 \$/t en juillet 2008. La crise a induit par la suite un effondrement des prix qui ont rejoint leur niveau antérieur (64 \$/t en mai 2009). En deux ans, portés par la forte demande de la Chine et de l'Inde, et influencés par la hausse des prix du pétrole, les prix sont remontés sensiblement, jusqu'à 128 \$/t en avril 2011. Depuis, ils ont entamé une nouvelle tendance à la baisse.

Le marché est tiré essentiellement par la demande de charbon vapeur pour la production d'électricité. Aux États-Unis, depuis 2008, la part du charbon dans le mix électrique a chuté au profit du gaz de schiste. Face à la baisse de la demande, le pays a exporté davantage vers l'Europe, ajoutant des ressources à une offre déjà abondante et entraînant ainsi une forte baisse des prix. En 2014, cette diminution se poursuit. En effet, suite à la réduction des importations de la Chine, premier importateur mondial de charbon, et malgré le repli des exportations américaines dû aux prix bas, le marché international reste excédentaire.

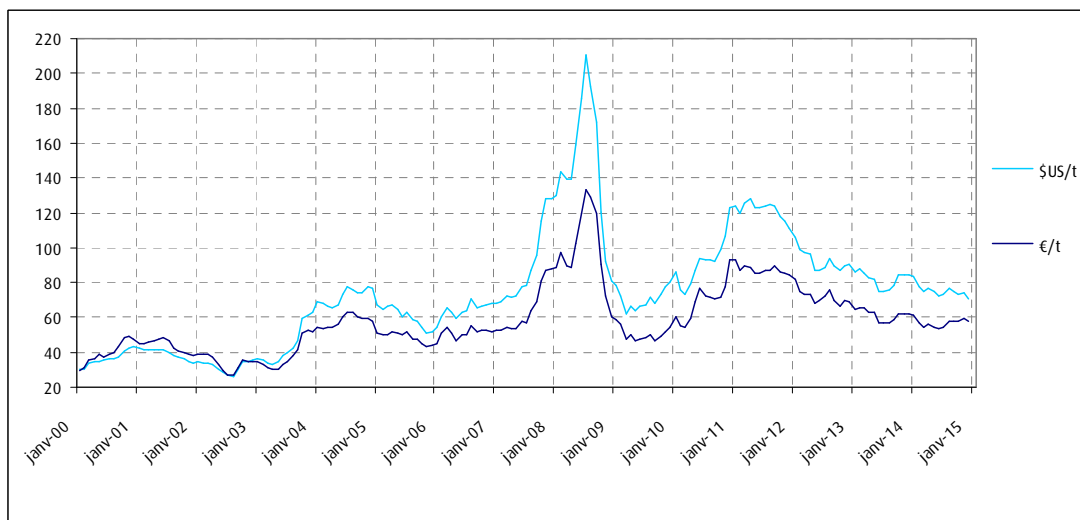
Figure 2.1.1.1 : cotations moyennes mensuelles du Brent daté

En dollars et en euros courants



Sources : Reuters, DGEC

Figure 2.1.2.1 : prix spot du charbon vapeur sur le marché Anvers-Rotterdam-Amsterdam



Source: Mc Closkey, North West steam coal marker

2.1.3 - Prix de gros du gaz naturel

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 8,2 \$/MBtu en 2014 contre 10,6 \$/MBtu en 2013, soit une baisse de 23 %, après quatre années de hausse. Les températures exceptionnellement douces, particulièrement durant l'hiver, ont eu un impact baissier sur la demande et par conséquent sur les prix.

Sur l'année 2014, le prix moyen mensuel a évolué dans une fourchette comprise entre 6,4 \$ et 10,7 \$/MBtu.

Le rapport entre le prix annuel moyen NBP et le prix annuel moyen sur le marché Henry Hub américain s'est encore réduit en 2014, de 2,9 à 1,9, après avoir culminé à 3,4 en 2012. Après deux années de fortes baisses en 2011 et 2012, le prix du gaz naturel sur le marché américain Henry Hub a connu un rattrapage de 31 % en 2013, puis de 17 % en 2014 et revient ainsi à son niveau de 2010. À l'inverse de l'Europe de l'ouest, un hiver rigoureux a accru la pression sur les prix Outre-Atlantique et l'écart de prix entre les deux continents s'est réduit.

La fermeture progressive du parc nucléaire japonais après la catastrophe de Fukushima en mars 2011, 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, le prix moyen, exprimé en dollar, du GNL importé par le Japon avait baissé de 4 % en 2013 ; il affiche un léger rebond de 1,3 % en 2014. Ainsi le rapport entre le prix moyen du GNL importé au Japon et le prix moyen NBP à Londres s'est fortement amplifié à 2,1 après s'être réduit à 1,6 en 2013 (*figures 2.1.3.1 et 2.1.3.2*).

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 notamment du développement du commerce du GNL, la captation par l'Asie de l'essentiel des cargaisons de GNL en 2013 a mécaniquement induit une baisse de la part des contrats à court terme. En 2014, les importations sont globalement en repli, mais la baisse porte essentiellement sur les importations sur contrat de long terme tandis que les importations sur contrat de court terme progressent. La baisse des prix spot constatée en 2014 sur le marché européen NBP, et la poursuite de l'ouverture du marché à la concurrence sont sans doute à l'origine de cette évolution. Ainsi, la part des contrats de court terme atteint 22 %, tandis que celle des contrats à long ter-

me descend à 77 %. En Allemagne¹, le prix des importations, qui reflète essentiellement les prix des contrats de long terme, a baissé en moyenne de 15 % en 2014, à 9,1 \$/MBtu (*figure 2.1.3.3*).

2.1.4 - Le prix de gros de l'électricité

Epex Spot (European Power Exchange) est la bourse des marchés spot européens de l'électricité. Elle gère les marchés français, allemand, autrichien et suisse. En 2014, 382 TWh ont été négociés sur cette bourse (marchés électriques Day-Ahead et Infra-journalier) sur l'ensemble de ces quatre pays, en augmentation de 10,4 % par rapport à 2013 (*figure 2.1.4.1*).

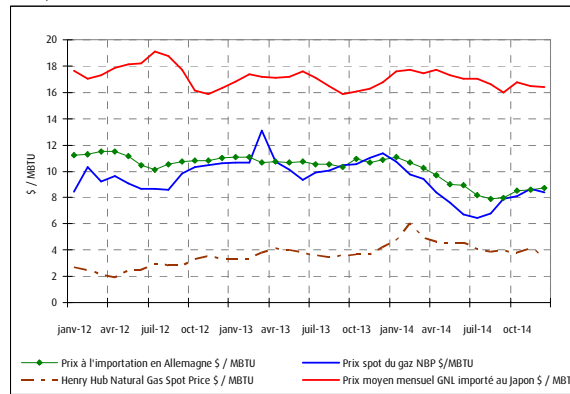
En moyenne sur 2014, le prix spot sur le marché Epex de l'électricité livrable en France s'établit à 3,47 c€/KWh, contre 4,33 c€/KWh en 2013, soit un repli de 19,9 %, qui fait suite à deux baisses en 2013 et 2012 (respectivement - 8,1 % et - 3,8 %). Le prix spot recule fortement dans toute l'Europe occidentale en 2014, en raison d'une consommation en retrait liée à une météo particulièrement clémente, et elle est amplifiée en France par la très bonne disponibilité du parc nucléaire. La France reste l'un des pays les moins chers sur le marché de gros de l'électricité. Les pays européens peuvent avoir des prix différents en raison des capacités d'interconnexion qui constituent une limite physique aux flux d'électricité et ne permettent pas toujours de faire converger les prix. Le renforcement des interconnexions permet une meilleure convergence des prix. En 2014, le prix spot moyen mensuel a été constamment inférieur à son niveau de 2013, à l'exception du mois de juin, les prix ayant été exceptionnellement bas en France en juin 2013. Des prix négatifs ont été observés en France pour la troisième année consécutive.

Le solde des échanges contractuels d'électricité avec l'Allemagne, globalement importateur sur l'année, s'est réduit en 2014, passant de 9,8 TWh à 5,9 TWh. Les soldes des échanges contractuels avec les autres pays, globalement exportateurs, sont en nette progression, à l'exception de la Suisse avec laquelle le solde est stable.

¹ 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.

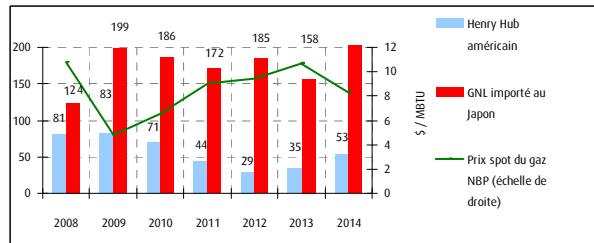
Figure 2.1.3.1 : prix moyen à l'importation du gaz en Allemagne et du gaz naturel liquéfié (GNL) au Japon, prix spot du gaz sur le marché National balancing point (NBP) de Londres et sur le Henry Hub américain

En euros/million de British thermal unit (MBtu)



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

Figure 2.1.3.2 : 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 : en 2014, le prix Henry Hub représente 51 % du prix NBP, tandis que le prix du GNL importé au Japon est le double du prix NBP.

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

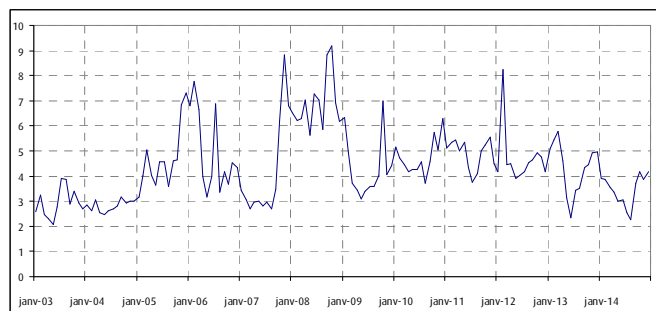
Figure 2.1.3.3 : répartition des importations françaises selon le type de contrat

	2010	2011	2012	2013	2014
> 10 ans	87,2	80,4	80,3	83,8	76,8
> 2 ans et <= 10	3,3	5,2	4,0	1,8	1,3
<= 2 ans	9,5	14,4	15,7	14,4	21,9
Total	100	100	100	100	100

Source : SOEs, enquête annuelle de statistique gazière

Figure 2.1.4.1 : prix Baseload moyen mensuel sur le marché European power échange (Epex) Spot France

En c€/kWh



Source : Epex

2.2 - La facture énergétique diminue en 2014 de plus de 11 milliards d'euros, par rapport à son niveau élevé de 2013

La facture énergétique de la France (*encadré*) baisse sensiblement en 2014 par rapport à son haut niveau des trois dernières années. Elle s'établit à 54,6 milliards d'euros (Md€), soit un recul de 17,1 %, qui conduit à un allègement de plus de 11 Md€ sur un an. Le niveau ainsi atteint équivaut à 2,6 % du produit intérieur brut, contre plus de 3 % entre 2011 et 2013. Dans les années 1990, ce taux n'était que de 1 %. Il a ensuite oscillé entre 1,5 % et 2,5 % dans les années 2000, à l'exception de l'année 2008 où il a frôlé les 3 %, en raison de la flambée des prix des énergies (*figure 2.2.1*).

Même en nette diminution, la facture énergétique reste légèrement supérieure au déficit commercial de la France, évalué par les Douanes² à 53,8 Md€.

Les produits pétroliers y contribuent à 82 % en 2014. La facture pétrolière a régressé nettement par rapport à celle de 2013, de -12,8 %, pour un total de 45 Md€, soit une économie de 6,6 Md€ au total. Cette baisse touche davantage encore le pétrole brut que les produits raffinés (respectivement -14,9 % et -8,7 %). D'une part, les prix du brut importé et des produits raffinés ont fléchi en 2014 par rapport à 2013, respectivement de -7,9 % et -8,4 % (prix moyens coût, assurance et fret - CAF - à l'importation en euros courants par tonne). Cette tendance est directement liée aux évolutions du pétrole brut, avec un Brent se situant en dessous de la barre symbolique de 100 \$/baril, soit un retrait de près de 9 % par rapport à 2013. D'autre part, les volumes de pétrole brut importé ont baissé, alors que les produits raffinés sont restés quasi stables, d'après les Douanes.

La baisse de la facture gazière est encore plus prononcée, sous l'effet conjugué des prix et surtout des volumes. Tant le prix spot que ceux des contrats de long terme (plus de dix ans) diminuent. Le recul des volumes est le résultat d'une faible demande, particulièrement liée à la douceur exceptionnelle des températures. Ainsi, la facture gazière s'établit à 10,3 Md€, soit une chute de 27 % par rapport à celle de 2013, et une économie de 3,8 Md€.

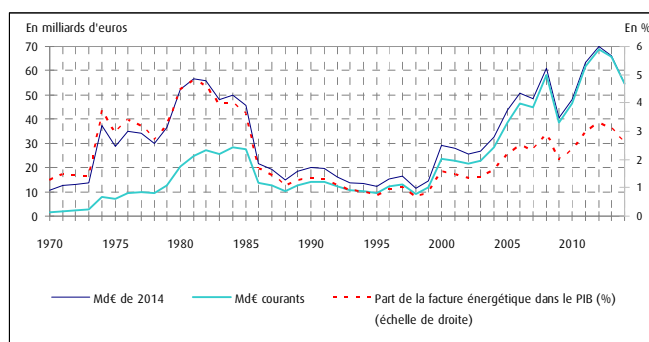
La facture charbonnière diminue encore, de 25,9 % en 2014, pour un total de seulement 1,4 Md€. Elle ne représente ainsi en 2014 plus que 2,6 % du solde importateur en valeur. Cette évolution s'explique également par la baisse des prix, cumulée à une forte régression des volumes, notamment du fait d'une moindre sollicitation des centrales à charbon.

Les exportations d'électricité permettent à la France d'alléger sa facture énergétique globale, avec un excédent commercial dû

aux échanges d'électricité de 2,1 Md€ en 2014, en hausse de 19,4 % par rapport à 2013 (*figure 2.2.2*).

Le poids relatif de la facture énergétique dans les importations descend à 14 %, après avoir dépassé 16 % en 2012 et 2013. Elle continue de peser lourdement toutefois sur le commerce extérieur de la France : en 2014, il fallait en moyenne un mois et demi d'exportations totales du pays pour compenser la facture énergétique. Si cela représente plus de neuf jours de moins que la moyenne des trois dernières années, il n'en demeure pas moins que ce niveau reste élevé (*figures 2.2.3, 2.2.4, 2.2.5 et 2.2.6*).

Figure 2.2.1 : facture énergétique de la France

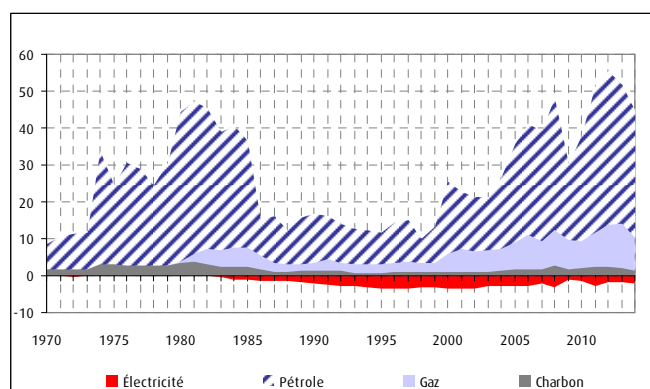


Champ : France entière.

Sources : données des Douanes, calculs SOeS

Figure 2.2.2 : facture énergétique de la France déclinée par type d'énergie

En milliards d'euros 2014



Note : la facture de l'électricité, exportatrice, comptée en négatif, se lit sur la courbe du bas.

Champ : France entière.

Sources : données des Douanes, calculs SOeS

² « Le chiffre du commerce extérieur », DGDDI-Douanes, février 2015.

Périmètre de la facture énergétique

La facture énergétique correspond au solde du commerce extérieur en valeur des produits énergétiques : combustibles minéraux solides (charbon et produits solides issus de sa transformation), produits pétroliers (pétrole brut et produits raffinés), gaz naturel et électricité. Elle ne prend donc pas en compte l'uranium, qui est considéré dans les nomenclatures internationales comme un minerai et non comme un combustible (il doit en effet être enrichi avant d'être utilisé dans les centrales nucléaires). La facture de l'uranium s'élevait à moins de 800 millions d'euros en 2013.

Figure 2.2.3 : commerce extérieur de l'énergie en 2014

En millions d'euros courants

	Importations CAF *			Exportations FAB *			Facture			
	2013	2014	2013-2014 (%)	2013	2014	2013-2014 (%)	2013	2014	2013-2014 (%)	2013-2014 (M€)
Combustibles minéraux solides	1 930	1 452	-24,8	16	34	+115,8	1 914	1 418	-25,9	- 496
Pétrole brut	34 372	29 222	-15,0	43	3	-93,3	34 328	29 219	-14,9	- 5 109
Produits pétroliers raffinés	29 192	26 921	-7,8	11 977	11 206	-6,4	17 215	15 714	-8,7	- 1 501
Total pétrole	63 563	56 142	-11,7	12 020	11 209	-6,7	51 543	44 933	-12,8	- 6 610
Gaz	14 790	11 434	-22,7	617	1 086	+76,0	14 173	10 347	-27,0	- 3 825
Pétrole et gaz	78 353	67 576	-13,8	12 637	12 295	-2,7	65 716	55 281	-15,9	- 10 435
Électricité	1 418	987	-30,4	3 212	3 129	-2,6	-1 794	-2 142	+19,4	- 348
Total	81 701	70 015	-14,3	15 864	15 458	-2,6	65 836	54 557	-17,1	- 11 279

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

Sources : données des Douanes, calculs SOeS

Figure 2.2.4 : comparaison de la facture énergétique avec quelques agrégats économiques

	1973	1980	1985	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2012	2013	2014
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	69,0	65,8	54,6
Facture énergétique en milliards d'euros 2014	13,3	51,5	45,2	19,7	16,3	27,2	28,5	42,5	47,5	69,6	66,2	54,6
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	16,8	16,1	14,0
Nombre de jours d'exportations totales pour couvrir la facture énergétique	n.d.**	99,0	72,8	28,8	18,6	25,2	26,4	39,7	43,0	57,0	55,0	45,6
Équivalence 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	3,3	3,1	2,6
Cours moyen du dollar en euros	0,68	0,64	1,37	0,83	0,89	1,12	1,09	0,80	0,76	0,78	0,75	0,75

* CAF : coût, assurance et fret ; FAB : franco à bord. ** n.d. : non disponible.

Sources : données des Douanes, calculs SOeS

Figure 2.2.5 : prix moyens CAF* des énergies importées

En euros et centimes constants de 2014

	1973	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2012	2013	2014
Combustibles minéraux solides (€/t)	117	108	132	77	63	60	87	116	134	101	96
Pétrole brut (€/t)	93	399	466	192	125	281	355	462	659	622	570
Produits pétroliers raffinés (€/t)	163	411	490	243	171	343	421	511	736	688	627
Gaz naturel (c€/kWh)	0,47	1,87	2,94	1,12	0,88	1,26	1,68	1,85	2,87	2,91	2,39

* CAF : coût, assurance et fret.

Sources : données des Douanes, calculs SOeS

Figure 2.2.6 : prix moyens CAF* des énergies importées

En euros et centimes courants

	1973	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2012	2013	2014
Combustibles minéraux solides (€/t)	22	42	80	55	48	49	78	112	132	101	96
Pétrole brut :											
- en euro/tonne	18	155	281	136	97	228	316	446	650	618	570
- en \$/bl	4	33	28	22	17	29	54	81	114	112	103
Produits pétroliers raffinés (en €/t)	31	160	295	172	132	278	375	494	726	685	627
Gaz naturel (c€/kWh)	0,09	0,73	1,77	0,79	0,68	1,02	1,49	1,78	2,83	2,89	2,39

* CAF : coût, assurance et fret.

Sources : données des Douanes, calculs SOeS

2.3 – Prix à la consommation

Les prix à la consommation de l'énergie ont baissé de 0,9 % en 2014, après une croissance ralentie depuis deux ans. En effet, suite au bond de 2011 (+ 12,2 %), ils avaient augmenté de 5,2 % en 2012 puis de 0,8 % en 2013. Contrairement aux prix à la consommation de l'énergie, celui de l'ensemble des biens et services a légèrement progressé (+ 0,5 %). Sur dix ans, le prix à la consommation de l'énergie augmente en moyenne de 4,2 % par an, soit 2,7 points de plus que l'inflation (+ 1,5 %) – (figure 2.3.1).

La baisse enregistrée en 2014 s'explique avant tout par celle des prix des produits pétroliers qui diminuent de 4,3 % en moyenne sur l'année. La baisse a été particulièrement sensible au quatrième trimestre, celle-ci suivant l'évolution des cours du pétrole brut (voir fiche 2.1).

Le prix des carburants est en recul : la baisse du prix du gazole atteint 4,8 %, celle de l'essence étant plus modérée (- 3,4 % pour le sans plomb 95 et - 3,1 % pour le sans plomb 98).

Le prix des combustibles liquides, essentiellement du fioul domestique, poursuit son repli pour la deuxième année consécutive, avec une baisse de 6,7 % sur l'année 2014 après celle de 3,1 % pour l'année 2013.

Le prix du gaz de pétrole liquéfié (GPL) est en revanche en hausse, le rythme de l'augmentation se réduisant néanmoins pour la troisième année consécutive.

Le prix du gaz naturel suit la même tendance que celui de l'ensemble des énergies : après une croissance fortement ralentie depuis 2010, il affiche une baisse de 0,9 % en 2014. La douceur exceptionnelle de l'hiver 2013-2014 réduisant la demande de gaz naturel (donc les prix de gros), et la chute du cours des produits pétroliers, y ont contribué.

Le prix de l'électricité augmente, mais moins qu'en 2013 (respectivement + 5,7 % et + 6,5 %). Cette évolution s'explique par la hausse des tarifs réglementés (décidée en novembre 2014 alors que pour 2013, la hausse a eu lieu en août) et par le relèvement de la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Une baisse du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe) en août a contribué à modérer la hausse de prix observée en 2014.

Enfin, le prix de la chaleur vendue par les réseaux de chauffage urbain a augmenté de 3,1 % en 2014, soit à un rythme deux fois plus faible qu'en 2013.

Figure 2.3.1 : évolution des prix moyens annuels à la consommation par rapport à l'année précédente

En %

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TCAM*
Carburants	7,9	13,0	5,8	1,9	12,3	-17,1	13,5	14,2	4,9	-2,6	-4,1	3,7
- dont gazole	11,5	16,1	4,9	1,6	15,7	-20,9	14,4	16,5	4,5	-3,3	-4,8	3,8
- dont SP95	4,3	10,0	6,1	3,2	6,1	-10,7	11,3	11,4	4,4	-1,9	-3,4	3,4
- dont SP98	4,5	11,3	5,7	2,7	6,4	-10,8	11,2	11,2	5,3	-1,5	-3,1	3,6
Électricité	1,4	0,0	0,6	1,4	1,4	1,8	2,4	6,5	3,1	6,5	5,7	2,9
Gaz naturel	-5,3	6,7	17,2	3,3	10,9	-2,8	6,9	8,5	7,1	3,9	-0,6	6,0
Gaz de pétrole liquéfié	4,7	9,4	9,5	0,9	11,6	-7,3	1,0	14,1	7,2	4,7	2,6	5,2
Combustibles liquides	14,7	29,8	10,6	0,3	29,2	-30,9	23,2	23,1	9,6	-3,1	-6,7	6,8
Eau chaude, vapeur et glace	0,0	0,0	6,2	7,7	11,1	23,8	0,0	3,9	6,6	6,5	3,1	6,7
Ensemble des énergies	5,0	10,1	6,4	1,7	10,9	-12,0	10,0	12,2	5,2	0,8	-0,9	4,2
- dont produits pétroliers	8,7	15,4	6,7	1,6	15,0	-19,1	14,5	15,7	5,8	-2,4	-4,3	4,3
Ensemble des biens et services	2,1	1,8	1,6	1,5	2,8	0,1	1,5	2,1	2,0	0,9	0,5	1,5

* TCAM : taux de croissance annuel moyen, calculé sur la période 2004-2014.

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 - Poids de l'énergie dans le budget des ménages français en 2014 : baisse des dépenses d'énergie dans le logement et en carburants

En 2014, les dépenses courantes d'énergie des ménages diminuent (- 7,4 %) après quatre années de hausse. La facture annuelle passe ainsi en dessous de 3 000 euros par ménage, avec une baisse de près de 240 euros par rapport à 2013 (*figure 2.4.1*).

Ce recul résulte d'un double mouvement de baisse, celui des dépenses d'énergie dans le logement (- 9,5 %, contre + 6,3 % entre 2012 et 2013) et celui des dépenses en carburant (- 4,4 %, contre - 5,3 % entre 2012 et 2013).

Les conditions météorologiques plus clémentes qu'en 2013, expliquent la baisse de la consommation d'énergie dans le logement (- 10,7 %), et donc celle de la dépense, malgré une hausse du prix de l'énergie (+ 2 %). La facture énergétique du logement passe alors en dessous de 1 700 euros par logement, soit environ 180 euros de moins qu'en 2013.

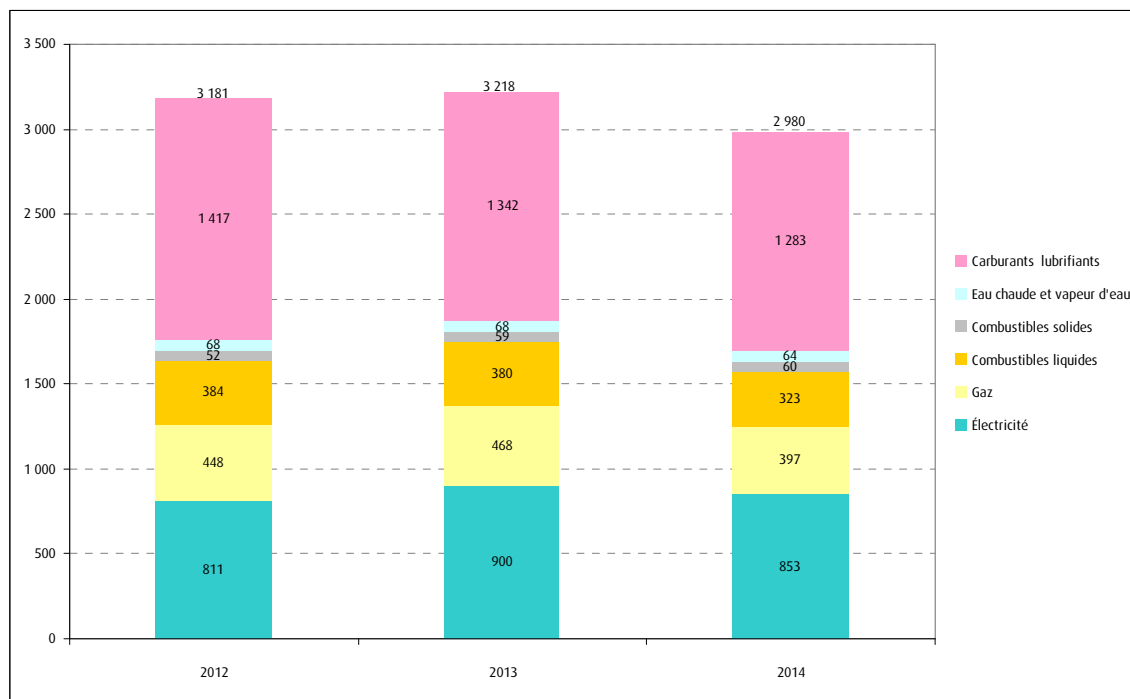
Le prix des carburants a quant à lui baissé pour la deuxième année consécutive (- 3,9 %, après - 2,4 % entre 2012 et 2013). Ceci se traduit par un recul des dépenses en carburant, désormais en dessous de 1 300 euros, environ 60 euros de moins qu'en 2013.

En 2014, les ménages français consacrent ainsi 86 milliards d'euros courants à leurs achats d'énergie, soit 8,9 % de leurs dépenses réelles (hors loyers imputés et services d'intermédiation financière indirectement mesurés - Sifim).

En 2014, 5,7 % de la consommation effective des ménages français est consacrée à l'énergie, un niveau en diminution pour la première fois depuis trois ans, et égal à celui atteint en 2011 (*figures 2.4.2 et 2.4.3*).

Figure 2.4.1 : dépense en énergie par ménage, entre 2012 et 2014

En euros courants



Source : calculs SOeS d'après Insee, Comptes nationaux base 2010 et SOeS, Comptes du logement 2014

Figure 2.4.2 : dépense en énergie par ménage, depuis 1973

En euros 2010

	1973	1990	2002	2010	2012	2013	2014
Électricité, gaz et autres combustibles	1 303	1 446	1 524	1 609	1 519	1 552	1 376
Carburant	1 725	1 812	1 543	1 242	1 185	1 150	1 144
Total énergie	3 028	3 258	3 067	2 851	2 704	2 702	2 520

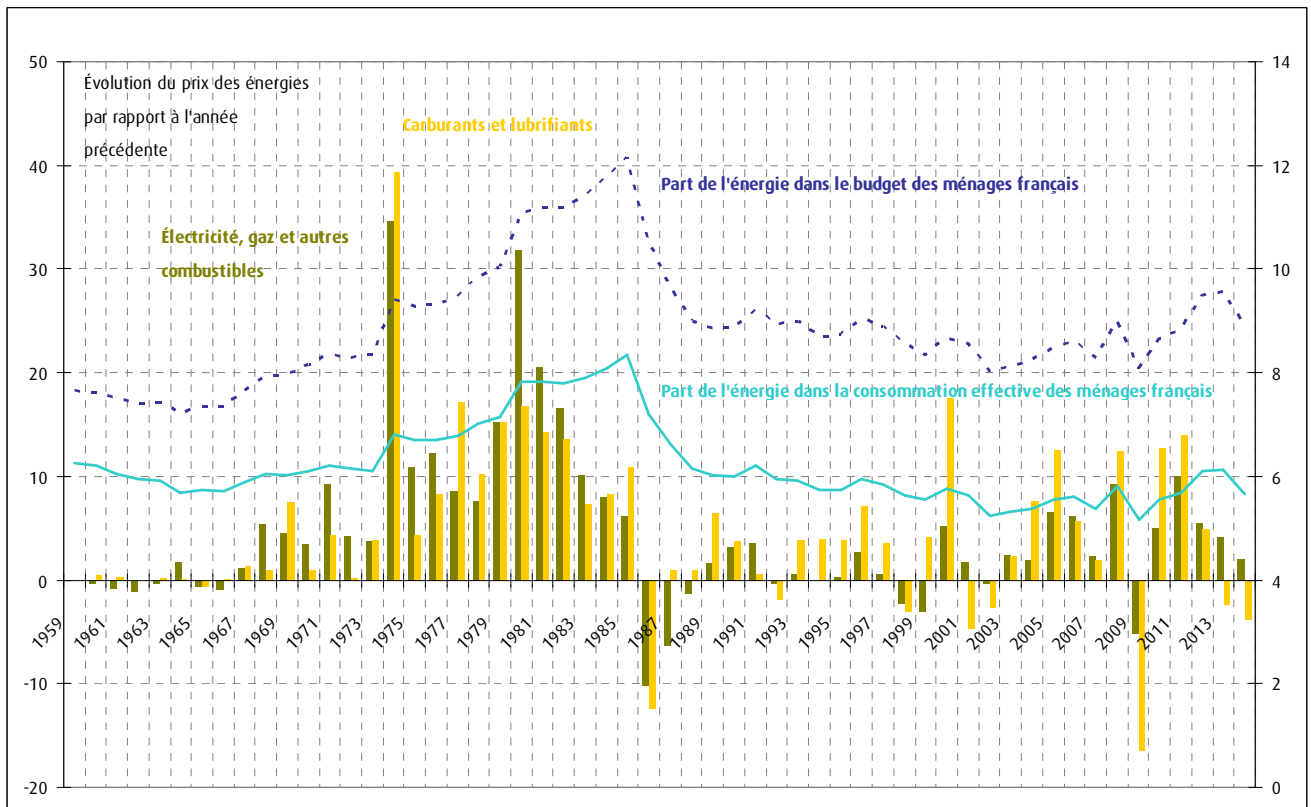
Note : en 2010, un ménage français a dépensé en moyenne 2 851 euros pour son énergie. Si les prix de l'énergie n'avaient pas augmenté entre 2010 et 2014, il aurait dépensé 2 520 euros en 2014, soit une diminution en volume.

Source : calculs SOeS d'après Insee, Comptes nationaux base 2010 et SOeS, Comptes du logement 2014

Figure 2.4.3 : part de l'énergie dans le budget des ménages

En %

En %



Note : la ligne pleine et le pointillé représentent respectivement la part des dépenses énergétiques dans la consommation effective des ménages et dans le budget des ménages. Celui-ci est ici calculé comme les dépenses des ménages au sens de la Comptabilité nationale, hors loyers imputés et Sifim. 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 (ISBLSM) et par les administrations publiques (APU) en matière par exemple de santé, d'enseignement, d'action sociale. Le « budget » est proche de ce que déboursent directement les ménages pour leur consommation courante, tandis que la « consommation effective » approche ce dont ils bénéficient, 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 2014, les prix de l'ensemble électricité, gaz et autres combustibles augmentent ainsi de 2 % par rapport à 2013, tandis que ceux des carburants et lubrifiants diminuent de - 4 %.

Source : calculs SOeS d'après Insee, Comptes nationaux base 2010 et SOeS, Comptes du logement 2014





3. Approvisionnement énergétique de la France

3.1 - Approvisionnement énergétique de la France en 2014 : un pic de production à 139 Mtep, dû à la hausse de la production électrique nucléaire

Avec 139 Mtep, la production nationale d'énergie primaire augmente à nouveau légèrement pour la seconde année consécutive et établit un nouveau record (*figures 3.1.1 et 3.1.2*).

Contrairement aux années passées, cette croissance s'explique entièrement par la production électrique des centrales nucléaires, en hausse de plus de 3 Mtep par rapport à 2013. Avec un facteur de disponibilité des centrales élevé, et un taux d'utilisation également parmi les plus hauts jamais atteints, la production électrique nucléaire retrouve les niveaux de production du début des années 2000, tout en restant encore assez loin de son record absolu (près de 118 Mtep en 2005, contre un peu moins de 114 Mtep en 2014).

Toutes les autres productions sont *a contrario* orientées à la baisse. Les productions électriques renouvelables perdent 500 ktep par rapport à 2013, soit une baisse de plus de 6 %. Certes, les filières éolienne et photovoltaïque ont affiché à nouveau une belle progression, dans le sillage de la croissance des parcs raccordés, mais, encore minoritaires, elles ne compensent pas le fort repli de la production d'électricité hydraulique (environ - 11 %). Les conditions climatiques expliquent ce repli de l'hydroélectricité, qui avait atteint un pic en 2013.

Après avoir frôlé le niveau jamais atteint de 18 Mtep en 2013, la production d'énergie primaire provenant des énergies

renouvelables thermiques et de la valorisation des déchets diminue de plus d'un Mtep et retrouve son niveau de 2012, à 16,3 Mtep. L'essentiel de la baisse provient de la moindre production de bois-énergie, principale filière renouvelable thermique en France, qui passerait de près de 10 Mtep en 2013 à 8,7 Mtep en 2014, selon les premières estimations. La production de bois-énergie est en effet directement influencée par la consommation, qui est elle-même très tributaire des températures. Or l'hiver 2014 a été particulièrement doux, avec un indice de rigueur inférieur de plus de 20 % à la référence sur trente ans. La baisse de production affecte également d'autres filières : valorisation des déchets (renouvelables ou non) et pompes à chaleur. La croissance de filières en essor mais très minoritaires (biogaz, solaire thermique, biocarburants), ne compense pas ces évolutions à la baisse.

La production en France d'énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon), déjà extrêmement faible, franchit encore un nouveau plancher avec la fin, depuis octobre 2013, de l'injection sur le réseau de gaz naturel provenant du gisement de Lacq. Les infimes productions de charbon et de pétrole brut restent stables, pour leur part. Ensemble, ces trois filières ont produit en 2014 moins de 1,5 Mtep - en diminution de 300 ktep par rapport à 2013.

Figure 3.1.1 : production d'énergie primaire

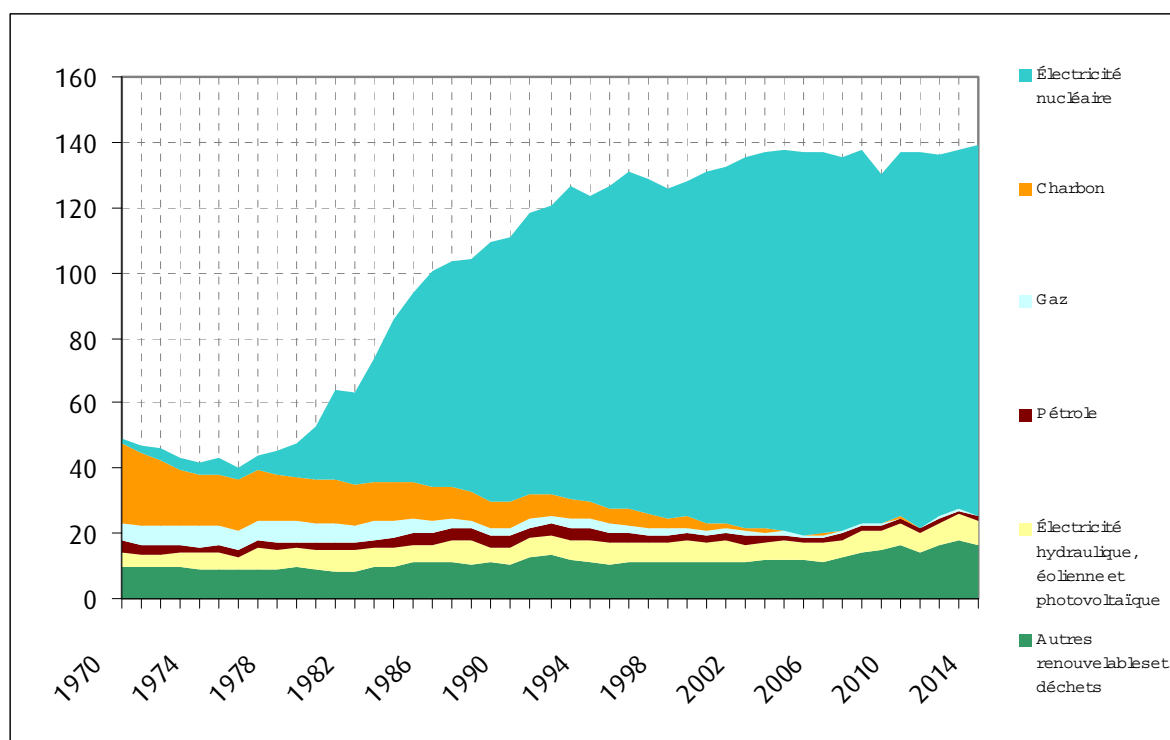
En Mtep, données réelles, non corrigées des variations climatiques

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Total production primaire	43,5	111,2	135,5	136,1	137,9	139,1	5,7	1,7	0,0	1,4	0,9
Électricité primaire	8,0	86,8	119,6	118,0	118,7	121,6	15,1	2,7	-0,1	0,6	2,4
dont nucléaire	3,8	81,7	113,8	110,9	110,4	113,7	19,7	2,8	-0,3	-0,4	3,0
dont hydraulique, éolien, photovoltaïque	4,1	5,0	5,7	7,1	8,3	7,8	1,1	1,1	2,2	16,5	-6,2
Énergie renouvelable thermique et déchets	9,8	10,7	10,9	16,3	17,6	16,3	0,6	0,2	4,1	8,0	-7,5
Pétrole	2,2	3,5	2,4	1,2	1,2	1,2	2,6	-3,1	-6,5	-2,5	-1,4
Gaz naturel	6,3	2,5	1,4	0,5	0,3	0,0	-5,3	-4,5	-11,0	-35,8	-94,8
Charbon	17,3	7,7	1,2	0,1	0,1	0,1	-4,6	-14,7	-20,4	7,9	-4,2
Taux d'indépendance énergétique (en %)	23,9	49,5	50,8	52,6	53,1	55,8	4,4	0,2	0,3	1,1	4,9

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

Figure 3.1.2 : production d'énergie primaire

En Mtep, données réelles, non corrigées des variations climatiques



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

En 2014, le déficit des échanges physiques d'énergie se réduit très sensiblement, de 10 Mtep, à moins de 114 Mtep. Un niveau aussi bas n'avait plus été observé depuis 1988. Cette diminution du déficit résulte de deux mouvements convergents. D'une part, les importations se sont nettement réduites, passant sous la barre des 150 Mtep pour la première fois depuis 1995. Les achats se sont réduits, dans des proportions proches pour presque tous les produits énergétiques – charbon, gaz, pétrole brut – seuls faisant exception les produits pétroliers raffinés, avec des achats en légère augmentation. D'autre part, les exportations ont augmenté de plus de 10 %, du fait de l'électricité mais aussi de réexportations de gaz naturel. La baisse des exportations de produits pétroliers raffinés, continue depuis 2008, semble endiguée pour cette année, avec une stabilité, sous la barre des 20 Mtep toutefois (*figure 3.1.3*).

La consommation totale réelle d'énergie primaire se contracte de 10 Mtep par rapport à 2013, en raison notamment du différentiel de température : 2014 a établi un nouveau record de chaleur sur toute l'année, et particulièrement au cours de l'hiver ; *a contrario* 2013, année où les températures avaient été proches de la référence 1981-2010 en moyenne, avait subi un hiver comparativement froid (indice de rigueur supérieur de 7 % à la référence, pendant la saison de chauffe). À 249,6 Mtep exactement, la consommation réelle d'énergie primaire passe sous la barre des 250 Mtep pour la première fois depuis 1995.

Production d'énergie primaire en hausse de près d'un point, consommation réelle en baisse de près de quatre points : ces deux évolutions concourent à la nette hausse du taux d'indépendance énergétique, qui bondit entre 2013 et 2014 de 53,1 % à 55,8 % (*figures 3.1.4 et 3.1.5*).

Figure 3.1.3 : échanges extérieurs

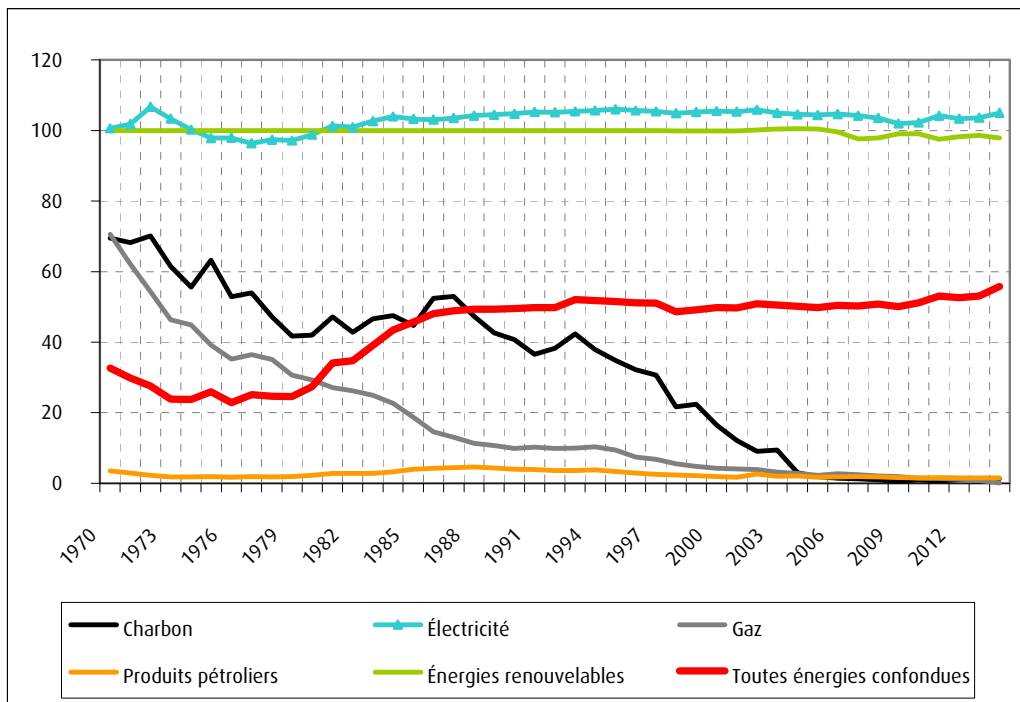
En Mtep, données réelles, non corrigées des variations climatiques

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Importations	159,7	138,2	161,9	154,3	152,3	145,7	-0,8	1,3	-0,5	-1,3	-4,4
dont charbon	10,4	12,9	12,2	10,7	11,2	8,8	1,3	-0,5	-1,3	3,9	-21,3
pétrole brut	134,9	73,3	80,0	56,8	56,2	54,2	-3,5	0,7	-3,4	-1,1	-3,5
produits pétroliers raffinés	6,3	26,8	32,1	43,1	41,2	41,5	8,9	1,5	3,0	-4,5	0,8
gaz	7,6	24,5	37,3	42,2	42,3	39,9	7,1	3,6	1,2	0,4	-5,6
Exportations	14,8	20,0	27,3	30,8	29,1	32,2	1,8	2,6	1,2	-5,6	10,7
dont produits pétroliers raffinés	12,9	14,5	19,3	20,1	19,0	19,0	0,7	2,4	0,4	-5,4	-0,2
électricité	0,7	4,5	6,9	4,9	5,2	6,5	12,0	3,7	-3,4	5,6	24,8
Solde importateur	144,8	118,2	134,6	123,5	123,2	113,5	-1,2	1,1	-0,9	-0,2	-7,9

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

Figure 3.1.4 : indépendance énergétique

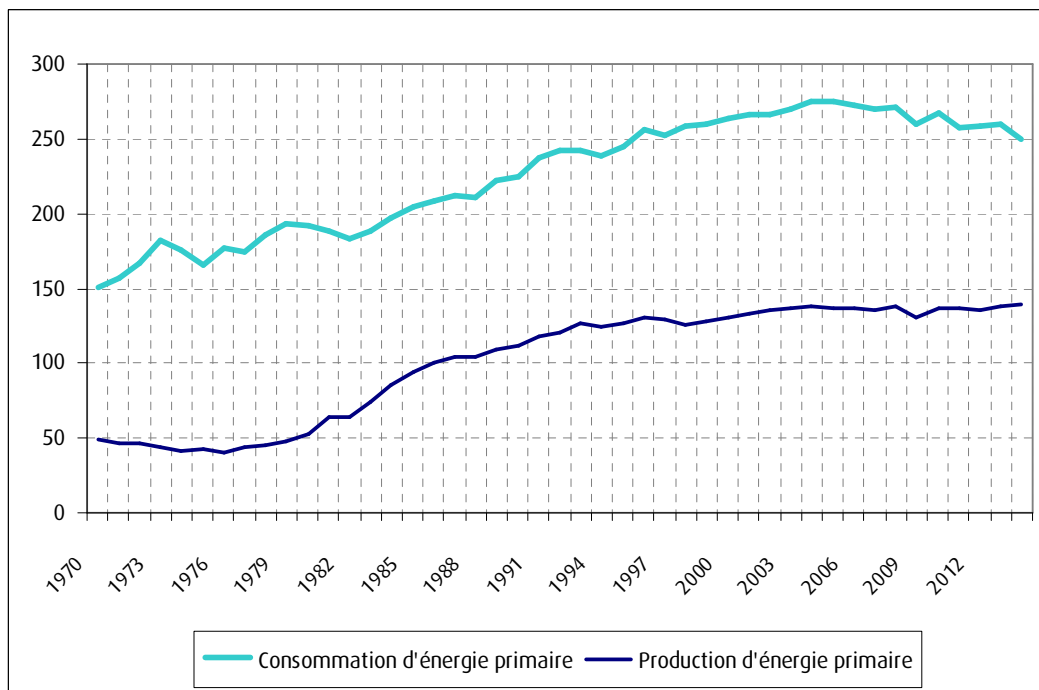
En %



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

Figure 3.1.5 : 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 : chute des importations (- 21 %)

L'extraction de charbon s'est arrêtée en France en 2004. Il existe encore toutefois 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 2014, les livraisons à ces centrales diminuent de 4,2 % par rapport à 2013, pour un faible niveau de 122 ktep, ce qui représente seulement 1,4 % des besoins nationaux.

La demande est également faible pour les autres produits charbonniers et touche l'ensemble des centrales au charbon. Ceci conforte l'indépendance des centrales, dont les stocks de fin d'année permettent d'assurer une autonomie d'environ dix mois et demi au rythme actuel de la consommation, contre quatre mois et demi fin 2013. Leur niveau n'a quasiment pas évolué entre fin 2013 et fin 2014, pour un total d'environ 3 millions de tonnes (Mt).

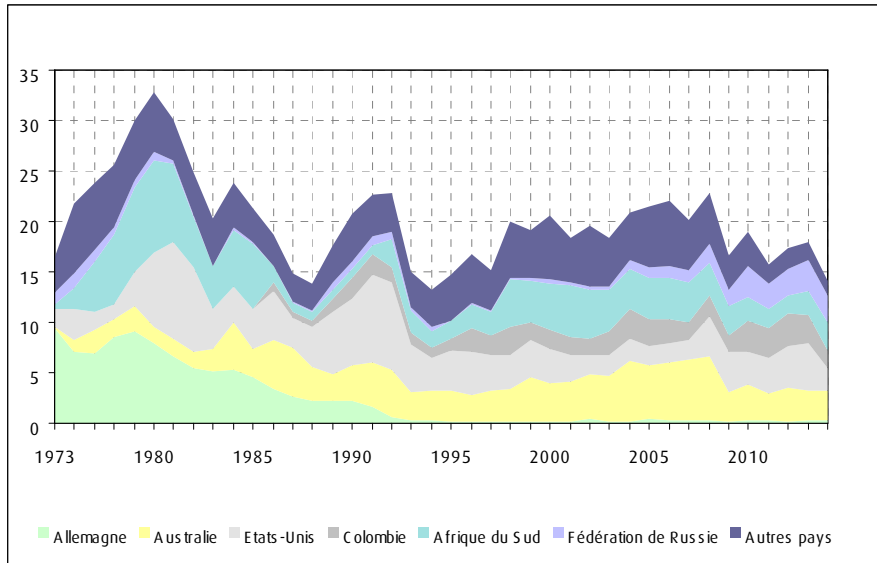
L'activité a été *a contrario* dynamique dans la sidérurgie, ce qui a entraîné une forte demande de charbon. Les opérateurs ont puisé dans les stocks de houille, qui ont diminué de 128 kt (soit trois fois plus qu'en 2013).

Au total, un peu plus de 14 Mt de produits charbonniers ont été importés en 2014 (*figure 3.2.1*), soit une chute de 21,4 % par rapport à l'année précédente. La houille représente 92 % de l'ensemble des combustibles minéraux solides (CMS) importés, avec 62 % de charbon vapeur destiné pour l'essentiel à la production d'électricité et 38 % 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 2014, 8,8 millions de tonnes équivalentes pétrole (Mtep), contre 11,2 Mtep en 2013. En 2014, l'Australie devient le premier pays fournisseur de la France, avec 2,9 Mt représentant 20,6 % des importations totales. Elle est suivie par l'Afrique du Sud et la Russie (2,7 Mt). Ces pays restent les principaux exportateurs de produits charbonniers vers la France avec les États-Unis qui occupaient la première position en 2013, et la Colombie (*figure 3.2.2*).

Figure 3.2.1 : importations de charbon par pays d'origine

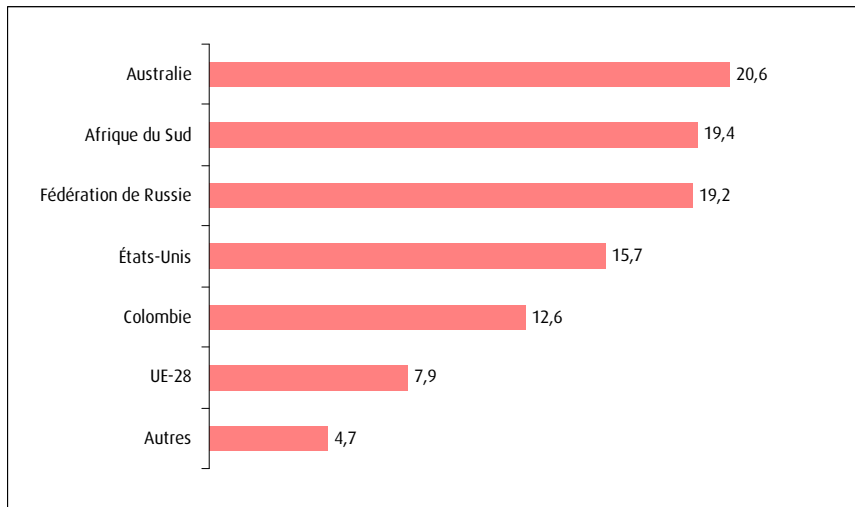
En millions de tonnes



Source : calcul SOeS, d'après Douanes

Figure 3.2.2 : importations de charbon en 2014

En %



Source : calcul SOeS, d'après Douanes

3.3 - Pétrole : des importations de pétrole brut en baisse du fait du recul du raffinage, un déficit des échanges de produits raffinés légèrement dégradé

La production de pétrole brut en France se replie progressivement depuis le milieu des années 1980. Elle atteint 766 milliers de tonnes (kt) en 2014, ce qui représente un recul de 3,4 % par rapport à 2013. Comme ces dix dernières années, cette production ne satisfait plus qu'environ 1 % de la consommation nationale.

Après une diminution significative en 2012 (- 11,4 %), les quantités de pétrole brut importées ont continué de décroître en 2013 et 2014, à un rythme toutefois moins soutenu (- 2,2 % puis - 3,4 %), pour s'établir à 53,6 millions de tonnes (Mt) en 2014. Le poids des pays de l'ex-URSS et de l'Afrique du Nord dans les importations françaises a de nouveau reculé, conséquence notamment de la deuxième guerre civile en Libye. A contrario, la part des pays du Moyen-Orient continue de progresser, et les importations en provenance d'Afrique subsaharienne ont largement augmenté (Angola, Nigeria). Ainsi, le poids des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) s'est encore accru, et dépasse 53 % des importations françaises de pétrole brut ; ce niveau n'avait pas été atteint depuis 1998. L'Arabie Saoudite et le Kazakhstan restent les premiers fournisseurs de la France. Le Nigeria, d'où proviennent 11,4 % des importations françaises, gagne deux places pour se classer en troisième position, devant la Russie (9,8 %) et la Norvège (8,0 %). Les importations en provenance de l'Angola ont doublé, à 3,2 Mt (*figures 3.3.1 et 3.3.3*).

Depuis plusieurs années, l'activité de raffinage en France et en Europe est confrontée à une forte concurrence internationale. En effet, les raffineries américaines peuvent bénéficier d'un approvisionnement en combustibles non-conventionnels, dont le cours est plus bas, les raffineries au Moyen-Orient et en Asie – régions où la demande est aussi plus forte – bénéficient d'un effet de taille et sont plus modernes. Malgré les coûts de transport, les raffineurs moyen-orientaux, asiatiques et américains peuvent écouler leurs produits en Europe. En 2014, le

raffinage européen représentait ainsi 27,6 % de la capacité mondiale de raffinage, comme en 2013.

En France, par ailleurs, la production d'essence excède la demande, plus orientée vers le gazole. Les marges de raffinage ont fluctué en 2014, et malgré leur hausse en décembre, facilitée par la chute des cours du pétrole brut, la rentabilité est inférieure à celle observée au Moyen-Orient, en Asie et aux États-Unis.

Ainsi, seules huit raffineries en métropole ont exercé une activité en 2014, comme en 2013. Des fermetures de sites dans l'Union européenne sont prévues dans les années qui viennent ; en particulier, la raffinerie de La Mède, exploitée par Total, sera reconvertie, en partie, à l'horizon 2016, pour produire des biocarburants.

Les importations de produits finis sont en très faible hausse (+ 0,6 %), alors que les exportations sont quasiment stables (- 0,1 %). Ainsi, en 2014, le déficit des échanges passe de 22,2 Mt à 22,5 Mt (+ 1,3 %). Comme en 2013, ce déficit est surtout imputable à l'ensemble gazole / fioul domestique qui représente 54 % des importations, et, dans une moindre mesure, aux carburateurs.

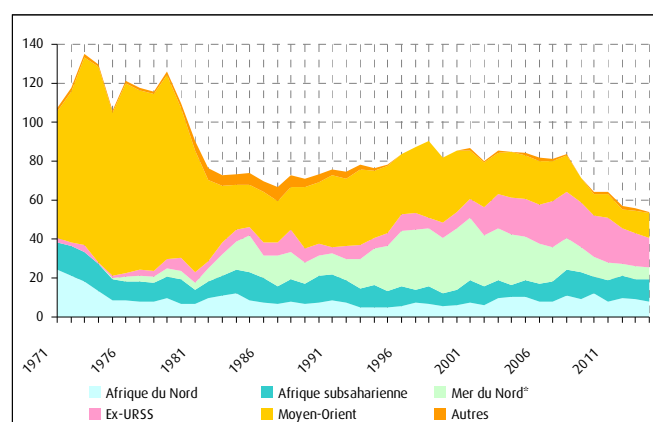
Les deux premiers fournisseurs restent les États-Unis et la Russie, avec respectivement 26 % et 22 % de part de marché. Bien qu'ils soient moins élevés, les soldes importateurs des carburateurs et du gaz de pétrole liquéfié (GPL) aggravent le déficit (*figure 3.3.2*). Les exportations d'essence, en particulier vers les États-Unis et les Pays-Bas (23 % de part de marché), tendent au contraire à l'atténuer.

L'Inde devient cette année le premier exportateur de carburateurs vers la France (21 %), devant les pays du Moyen-Orient et la Corée du Sud qui restent des fournisseurs importants.

Le GPL provient majoritairement d'Algérie (31 %), de Norvège (20 %) et du Royaume-Uni (17 %).

Figure 3.3.1 : importations de pétrole brut par origine

En millions de tonnes



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

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

Figure 3.3.2 : importations et exportations de produits raffinés en 2014

En millions de tonnes

	Importations (I)	Exportations (E)	Solde importateur (I - E)
Gazole / FOD*	22,5	1,8	20,7
Carburéacteurs	4,4	1,2	3,2
GPL**	3,7	1,1	2,7
Coke de pétrole	0,9	0,0	0,9
Fioul lourd	5,0	5,9	-0,8
Bitumes	1,1	0,3	0,9
Essence	0,3	3,8	-3,5
Naphta	2,2	2,4	-0,2
Lubrifiants	0,8	1,4	-0,6
Autres	0,4	0,9	-0,5
Total	41,3	18,8	22,5

* FOD : Fioul domestique.

** GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

Source : SOeS, d'après les statistiques des Douanes

Figure 3.3.3 : importations de pétrole brut par origine

En millions de tonnes

	1973		1979	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2012	2013	2014	
		%											%
Grandes zones													
Moyen-Orient	96,4	71,4	94,5	22,1	31,7	34,8	31,6	22,4	11,1	9,8	11,8	12,8	23,8
Afrique du Nord	18,3	13,5	9,5	8,6	7,2	5,1	6,3	10,2	12,1	9,7	9,0	7,7	14,3
Afrique subsaharienne	15,0	11,1	11,0	14,1	13,8	8,3	7,6	8,9	8,2	11,3	10,2	11,9	22,1
Mer du Nord*	0,2	0,1	4,2	19,2	10,4	23,2	31,9	22,2	10,6	6,1	7,0	5,9	11,0
Ex-URSS	3,4	2,5	5,0	4,1	6,2	6,3	8,0	19,6	21,0	18,4	16,8	15,0	27,9
Autres	1,8	1,3	1,6	5,8	4,1	0,4	0,3	0,9	1,0	1,5	0,9	0,5	0,9
Total	134,9	100,0	125,9	73,9	73,4	78,0	85,6	84,2	64,1	56,8	55,6	53,6	100,0
dont Opep**	127,8	94,7	111,8	36,7	41,7	42,7	41,8	38,2	27,6	24,4	26,1	28,7	53,6
Opep hors Irak	109,1	80,8	89,1	30,4	38,7	42,7	34,5	36,8	25,2	22,6	24,8	27,5	51,3
Principaux fournisseurs													
Arabie Saoudite	30,2	22,4	44,4	6,0	15,2	20,4	15,2	10,3	6,0	7,8	10,2	11,1	20,7
Kazakhstan	-	-	-	-	-	-	2,2	8,6	6,8	7,2	7,2	7,1	13,3
Nigeria	12,6	9,3	9,6	8,1	3,1	5,7	4,8	2,8	2,8	4,0	4,9	6,1	11,4
Russie	-	-	-	-	-	6,1	5,0	9,6	11,1	8,3	6,7	5,2	9,8
Norvège	0,2	0,1	1,6	4,2	5,8	13,6	21,1	16,1	7,0	4,7	5,0	4,3	8,0
Algérie	11,1	8,2	5,1	3,6	3,0	2,6	3,5	5,4	0,9	2,9	3,1	3,7	6,9
Angola	-	-	-	0,4	2,8	0,7	1,9	4,2	3,4	1,3	1,6	3,2	5,9
Libye	6,5	4,8	4,0	3,1	2,9	1,7	2,4	4,5	10,2	6,4	4,8	3,0	5,6
Azerbaïdjan	-	-	-	-	-	-	0,6	1,4	3,1	2,9	2,8	2,6	4,8
Royaume-Uni	-	-	2,7	14,9	4,7	9,3	9,9	4,4	3,4	1,3	1,9	1,4	2,5
Irak	18,7	13,8	22,7	6,4	3,0	-	7,2	1,4	2,4	1,8	1,2	1,2	2,3
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,6	3,3	1,6	1,2	2,2
Congo	0,9	0,7	-	0,5	0,9	0,6	0,0	0,5	1,3	1,3	0,6	0,3	0,5
Ghana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,1	0,2
Brésil	-	-	-	-	-	-	0,1	0,3	0,6	1,4	0,4	-	-

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

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

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

Source : SOeS, enquête auprès des raffineurs

3.4 - 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 a franchi une étape, en octobre 2013, avec l'arrêt définitif de l'injection du gaz de Lacq dans le réseau. *A contrario* y est toujours injecté du gaz de mine, extrait du bassin Nord-Pas-de-Calais. Ces quantités, très marginales, sont en diminution constante, de - 23 % en 2014 par rapport à 2013, soit moins de 200 gigawatt-heures (GWh)³, contre 2 térawatt-heures (TWh) au début des années 2000 (*figure 3.4.1*).

Enfin depuis 2012, du biométhane est injecté dans le réseau de distribution en quantités encore très marginales, mais qui doublent chaque année (environ 30 GWh en 2014). Il existe en France un fort potentiel de production de biométhane qui repose notamment sur les déchets agricoles. Selon une étude de l'Ademe⁴, suivant le scénario retenu, entre 12 TWh et 30 TWh de biométhane pourraient être injectés dans les réseaux à l'horizon 2030.

Une baisse des importations et de la part du GNL, une hausse 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. Ce gaz naturel liquéfié (GNL) est mis en phase liquide par abaissement de sa température à - 160°C. Pour une même quantité de gaz naturel, le volume du GNL est environ 600 fois inférieur à celui de son état gazeux. Le GNL est alors débarqué puis regazéifié dans trois terminaux méthaniers situés à Montoir-de-Bretagne (Loire-Atlantique) et à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône). Depuis deux ans, des quantités encore marginales de GNL sont acheminées par camion-citerne, directement des cuves des terminaux méthaniers vers des industriels non reliés au réseau de transport. Environ 140 GWh de « GNL porté » ont ainsi été distribués en 2014.

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

À 518,7 TWh, les entrées brutes de gaz sur le territoire⁵ sont en repli de 5,6 % en 2014, après une stagnation en 2013 (+ 0,4 %).

Les entrées brutes par gazoduc diminuent de 3,0 % en 2014, sous l'effet du net recul des entrées de gaz russe à Obergailbach.

De mai à octobre, les entrées brutes par gazoduc ont progressé par rapport à leur niveau de 2013, mais elles ont fortement reculé durant la plupart des mois de chauffe.

Les sorties de gaz ont augmenté sensiblement (+ 40,8 %), principalement vers la Suisse (quasi-triplement des flux), mais aussi vers l'Espagne (+ 25 %).

Les injections de GNL dans le réseau sont en nette diminution pour la troisième année consécutive (- 19 % en 2014 et en 2013, après - 33,0 % en 2012). Le GNL regazéifié ne représente plus que 13,4 % des entrées brutes de gaz en 2014, contre 15,7 % en 2013 et 28,0 % en 2011. Les injections à Montoir-de-Bretagne affichent la plus forte baisse (- 24,6 % en 2014) et ne représentent plus que 13 % du total du GNL injecté dans le réseau, contre 87 % pour le site méthanier de Fos-sur-Mer.

Sous le double effet de la baisse des entrées brutes et de la hausse des sorties, le solde des entrées-sorties diminue de 11,1 % en 2014, à 436,6 TWh, soit son plus bas niveau depuis 2002.

La part des contrats de court terme (moins de deux ans) dans les approvisionnements, qui avait atteint 15,7 % en 2012, avant de céder 1,3 point en 2013, est en forte augmentation en 2014, à 21,9 %. En 2014, les prix sur les marchés du nord ouest de l'Europe ont baissé plus fortement que les prix des approvisionnements réalisés via des contrats de long terme (*fiche 2.1*), entraînant ainsi un plus grand recours aux approvisionnements sur le marché spot.

La Norvège renforce sa place de principal fournisseur de gaz naturel de la France, avec 38,1 % du total des entrées brutes, et des quantités stables par rapport à 2013. La Russie reste le deuxième fournisseur devant les Pays-Bas, mais les volumes importés diminuent respectivement de 37 % et 27 %. Avec 9,5 % des entrées brutes, le GNL algérien est la quatrième source d'approvisionnement de la France, en repli de 18 % sur un an, tandis que le GNL qatari poursuit sa baisse entamée en 2012 et représente moins de 2 % des entrées brutes en 2014. Les achats « spot » sur les marchés belges ou allemands de gaz, dont la provenance n'est pas connue avec précision, représentent le quart des entrées brutes, contre seulement 16 % en 2013 (*figures 3.4.2 et 3.4.3*).

³ Toutes les données citées dans cette fiche sont en GWh PCS ou TWh PCS.

⁴ « Une vision pour le biométhane en France pour 2030 », octobre 2014.

⁵ Dans le bilan de l'énergie, le gaz est comptabilisé à partir de son injection dans le réseau de transport. Le GNL acheminé par camion-citerne jusqu'au consommateur n'est pas pris en compte, de même que les quantités marginales de gaz naturel valorisées sur le site de Lacq.

Des stocks enfin reconstitués grâce à des soutirages modérés

En 2013, les niveaux de stocks mensuels étaient inférieurs à ceux de 2012, jusqu'à atteindre seulement 85,6 TWh fin décembre, soit 7 % de moins qu'un an avant. À partir de janvier 2014, et du fait d'un faible mouvement de soutirage, la situation s'est inversée, avec un niveau des stocks supérieur de 12 % à celui de fin janvier 2013.

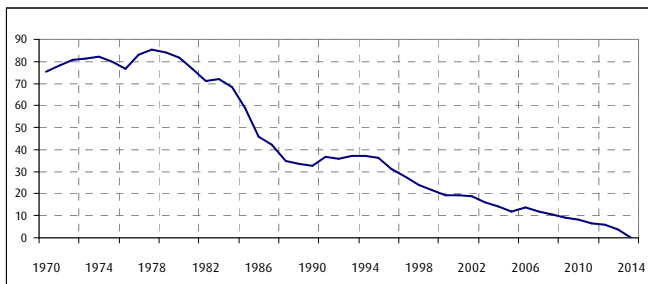
Les températures clémentes de 2014 ont fortement contribué à réduire la consommation de gaz naturel. Ainsi, malgré le recul des importations, le niveau des stocks utiles a été supérieur à celui de 2013 pendant les douze mois de l'année. À la fin 2014,

ce niveau était très proche de celui de décembre 2011, une année également très chaude, et dépassait de 19 % son niveau de fin 2013.

D'avril à octobre 2014, période de remplissage, les réserves souterraines ont augmenté globalement de 91 TWh, contre 98 TWh en 2013 et 94 TWh en 2012. En revanche, lors des périodes de soutirage (janvier à mars, novembre et décembre), les réserves ont diminué de seulement 76 TWh en 2014, contre plus de 100 TWh en 2013 et 2012 (*figure 3.4.4*).

Figure 3.4.1 : évolution de la production nationale commercialisée de gaz naturel

En TWh PCS*



* Pouvoir calorifique supérieur.

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

Figure 3.4.2 : approvisionnements en gaz naturel entre 2012 et 2014

	En TWh PCS*			En % par rapport au total des entrées		
	2012	2013	2014	2012	2013	2014
Total des entrées brutes (transit inclus)	547,4	549,5	518,7	100,00	100,00	100,00
- selon le pays d'origine						
Norvège	212,9	198,7	197,8	38,9	36,2	38,1
Pays-Bas	82,0	76,3	55,8	15,0	13,9	10,8
Russie	74,0	98,3	62,3	13,5	17,9	12,0
Algérie	47,8	59,4	49,0	8,7	10,8	9,5
Qatar	21,7	17,6	9,5	4,0	3,2	1,8
Swap**	39,0	12,4	9,9	7,1	2,3	1,9
Égypte	9,2	1,0	0,0	1,7	0,2	0,0
Trinité et Tobago	2,6	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0
Nigeria	3,7	0,0	0,9	0,7	0,0	0,2
Autres et indéterminés	54,6	85,8	133,4	10,0	15,6	25,7
- selon le type de contrat						
court terme	85,9	79,1	113,6	15,7	14,4	21,9
moyen et long terme	461,5	470,3	405,1	84,3	85,6	78,1
- selon la forme de gaz						
gaz naturel sous forme gazeuse	440,5	463,1	449,2	80,5	84,3	86,6
gaz naturel liquéfié (GNL)	106,9	86,4	69,5	19,5	15,7	13,4
Total des sorties (transit inclus)	69,3	58,3	82,1	12,7	10,6	15,8
Total des entrées nettes (transit et exportations exclus)	478,1	491,2	436,6	87,3	89,4	84,2

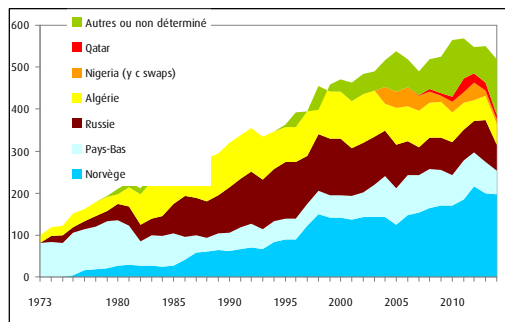
* Pouvoir calorifique supérieur.

** Essentiellement, réception à Montoir par GDF Suez de GNL en provenance du Nigeria pour le compte de l'Italie.

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

Figure 3.4.3 : évolution des importations de gaz naturel en quantités selon le pays d'origine

En TWh PCS*

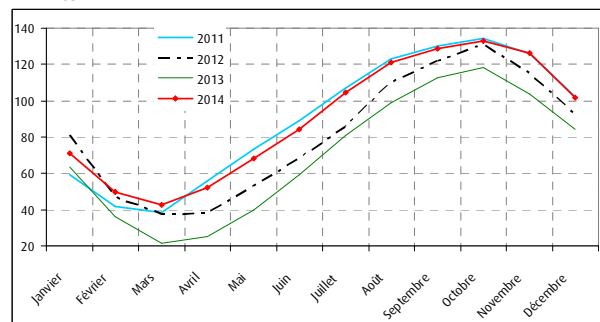


* Pouvoir calorifique supérieur.

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

Figure 3.4.4 : niveau des stocks utiles en fin de mois

En TWh PCS*



* Pouvoir calorifique supérieur.

Source : SOeS, enquête mensuelle sur la statistique gazière

3.5 - Énergies renouvelables thermiques et déchets : baisse de la production en 2014, en raison des températures clémentes

Cette rubrique traite des énergies renouvelables (hors filières hydraulique, marémotrice, éolienne et photovoltaïque traitées dans la fiche électricité), ainsi que des déchets incinérés faisant l'objet d'une valorisation énergétique, y compris la partie non renouvelable.

En 2014, la production primaire d'énergies renouvelables thermiques, déchets et biocarburants est estimée à 16 272 ktep, en baisse de 8 % sur l'année, après avoir enregistré une progression de 8 % en 2013 (*figures 3.5.1 et 3.5.2*). Près de 80 % de la production primaire se concentre sur les trois filières les plus importantes : le bois-énergie (54 %), les biocarburants (16 %) et les pompes à chaleur (9 %). Sur longue période elle évolue de façon heurtée, en raison notamment de l'influence de la filière bois-énergie particulièrement sensible aux variations climatiques.

En 2014, la biomasse solide hors déchets (principalement bois-énergie, mais aussi résidus de l'agriculture et des industries agroalimentaires) représente 56 % de la production primaire des énergies thermiques et déchets. C'est beaucoup moins que dix ans plus tôt : en 2005, elle en concentrait 72 %. À partir de cette date, la biomasse solide a commencé à diminuer sensiblement, en part relative, suite à la progression plus rapide des nouvelles filières, comme les pompes à chaleur et les biocarburants. Sa part évolue peu depuis 2009.

La production primaire de biomasse solide hors déchets baisse de 12 % en 2014, du fait du bois-énergie qui représente la quasi-totalité de cette production (96 %). En effet, ce dernier baisse aussi de 12 %, en raison de la diminution des besoins pour le chauffage des ménages. Le bois de chauffage utilisé dans le résidentiel représente 70 % du bois-énergie, pour une consommation en retrait de 17 % en 2014, sous l'effet de températures hivernales très douces (indice de rigueur de 0,791 en 2014 contre 1,064 en 2013), 2014 ayant été l'année la plus chaude depuis 1900 d'après Météo France.

En 2014, les ventes d'appareils de chauffage au bois augmentent de 4 % selon les premières tendances du marché, après une progression de 8 % en 2013. Avec une première estimation de 550 500 appareils vendus en 2014, contre 582 245 en 2013 et 489 225 en 2012, le parc français des appareils à bois ne cesse de progresser.

L'augmentation des ventes des appareils domestiques de chauffage au bois au cours des dernières années a eu deux effets : une hausse du taux d'équipement des logements d'une part et une baisse des consommations unitaires par logement

d'autre part. Ainsi, en 2013 environ 42 % des logements individuels sont équipés d'un appareil de chauffage au bois contre 36 % en 2006 d'après l'enquête nationale sur le logement de l'Insee.

La filière biomasse produit principalement de la chaleur (à 95 %) - (*figure 3.5.3*). D'après les premières estimations, la biomasse solide hors déchets destinée à la production d'électricité progresse de 8 %.

En première estimation, la production primaire d'énergie à partir de l'ensemble des déchets en 2014 s'établit à 2 286 ktep, avec 1 099 ktep de déchets renouvelables et 1 187 de déchets non renouvelables. La production primaire à partir de déchets dans son ensemble baisse pour la deuxième année consécutive, à un rythme comparable (- 5 % entre 2013 et 2014, après - 4 % entre 2012 et 2013).

Plus de la moitié (58 %) de la production primaire est destinée à la production d'électricité.

Par convention internationale, les déchets renouvelables correspondent à la moitié des déchets urbains. Les déchets non renouvelables correspondent à la moitié des déchets urbains additionnés des déchets industriels.

En 2014, la production primaire de biogaz est évaluée à 486 ktep, en première estimation, soit une progression de 11 % sur l'année, comparable à celle observée en 2013 (près de 10 %). Les trois-quarts de la production primaire de biogaz sont destinés à la production d'électricité.

Grâce à la montée en puissance des unités mises en service récemment, la valorisation électrique croît à un rythme soutenu. En 2014, on estime la production primaire utilisée pour l'électricité à 360 ktep et la production brute à 1,7 TWh. En 2013, la production primaire de biogaz utilisé pour l'électricité était de 312 ktep pour une production électrique brute de plus de 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 continuer à croître dans les prochaines années.

En plus de la production électrique et de chaleur, la valorisation de biogaz en biométhane injecté dans le réseau, encore marginale, devrait progresser.

Figure 3.5.1 : production primaire d'énergies renouvelables thermiques (EnRt) et déchets

Données non corrigées des variations climatiques, en ktep

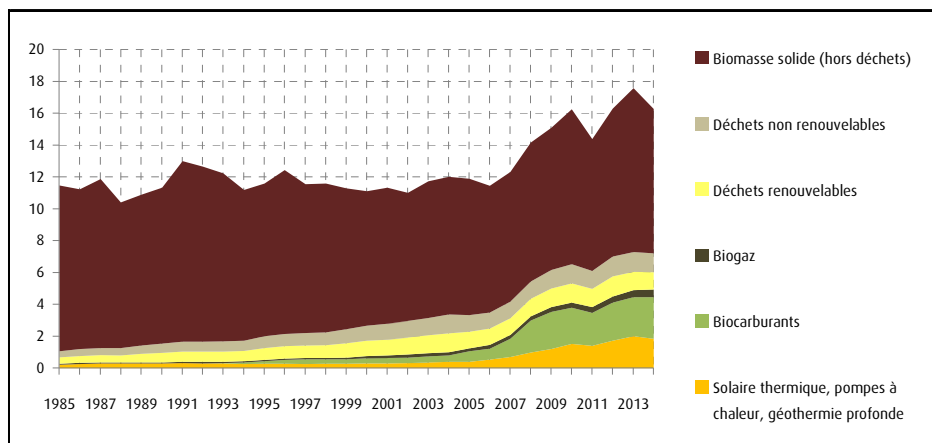
	2012	2013	2014p	Variation 2012-2013 (en %)	Variation 2013-2014 (en %)
Combustibles renouvelables					
bois-énergie	8 965	9 970	8 727	11	-12
résidus de l'agriculture et des industries agroalimentaires	312	321	322	3	0
déchets urbains renouvelables	1 253	1 159	1 099	-8	-5
biogaz	396	438	486	10	11
biocarburants	2 385	2 434	2 603	2	7
Combustibles non renouvelables					
déchets urbains et industriels non renouvelables	1 253	1 254	1 187	0	-5
Chaleur primaire renouvelable					
solaire thermique	82	90	99	10	10
géothermie	192	225	225	17	0
pompes à chaleur	1 456	1 706	1 525	17	-11
Total	16 294	17 596	16 272	8	-8

p : provisoire.

Source : SOEs, d'après les sources par filière

Figure 3.5.2 : évolution de la production primaire d'énergies renouvelables thermiques et déchets

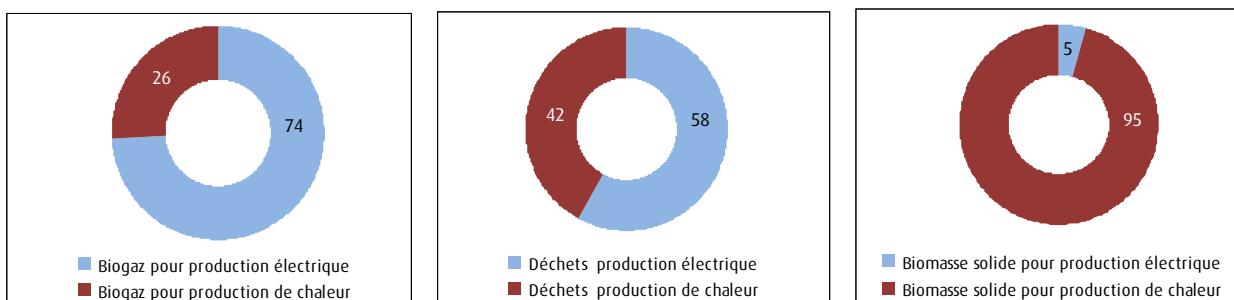
Données non corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : SOEs, d'après les sources par filière

Figure 3.5.3 : type de valorisation de la biomasse en 2014

En %



Sources : SOEs, enquête sur la production d'électricité, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid ; Insee, enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie et enquête logement ; Ademe, enquête sur les installations de traitement des ordures ménagères et fond chaleur ; Observ'ER

En 2014, la production primaire de biocarburants en France est évaluée à 2 603 ktep, à laquelle s'ajoute un solde importateur net de 352 ktep, soit une progression de 10 % en 2014, après une stabilité en 2013. Le biodiésel (incorporé au gazole) augmente de 11 % et le bioéthanol (incorporé à l'essence) progresse de 5 %. Le biodiésel représente 86 % des mises à la consommation et le bioéthanol 14 %. L'augmentation des incorporations de biodiésel dans la filière gazole peut s'expliquer par la hausse du taux de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) et de l'objectif d'incorporation en biocarburant, passé de 7,0 % en 2013 à 7,7 % en 2014. Dans cette filière, on enregistre une hausse importante des huiles végétales hydrogénées (VHO) compte tenu de la limite d'incorporation en volume des esters méthyliques d'acides gras (EMAG).

En 2014, le parc des installations solaires thermiques couvre 2,2 millions de m² en première estimation, soit une progression pour la deuxième année consécutive, à un rythme comparable (+ 10 % en 2014 et + 9 % en 2013). De ce fait, la production⁶ s'établit à 99 ktep en 2014.

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 19 % et 3 %. Ainsi, les volumes de ventes de ces segments atteignent 90 500 m².

La géothermie telle qu'elle apparaît dans la rubrique énergies renouvelables thermiques et déchets concerne la géothermie dite de « basse énergie », qui exploite des aquifères d'une profondeur supérieure à quelques centaines de mètres, à des fins de production de chaleur (chauffage et eau chaude sanitaire). La géothermie dite « profonde », à usage électrique (affectée à la colonne électricité du bilan) ne concerne en métropole qu'un seul site expérimental.

La production géothermique s'inscrivait en hausse en 2013 par rapport à 2012. Les besoins de chauffage ont en effet été supérieurs en 2013, tandis que la production de quelques installations a repris ou augmenté en 2013 suite à de nouveaux forages.

Plus de 80 % de cette production géothermique est valorisée à travers les réseaux de chaleur qui alimentent principalement des bâtiments du résidentiel et du tertiaire en Île-de-France. Le reste est constitué d'installations isolées, telles des piscines, des serres, ou encore des bassins de pisciculture.

Le parc de pompes à chaleur (PAC) installées en France continue de croître. D'après les chiffres du marché français publiés par Pac & Clim'Info, les ventes de pompes à chaleur évoluent de manière contrastée entre 2013 et 2014 : 69 671 PAC air/eau ont été vendues en 2014 (+ 29 %) contre 77 290 unités pour les PAC air/air multisplits (- 3 %). Les ventes de PAC géothermiques diminuent nettement en 2014, à 3 249 unités (- 34 %).

Les ventes de chauffe-eau thermodynamiques poursuivent quant à elles leur progression, à 72 539 unités (+ 58 %).

⁶ Cette production est calculée en comptabilisant la chaleur solaire thermique selon la méthodologie décrite en annexe 2.

Ensemble des énergies renouvelables

En ajoutant aux énergies renouvelables thermiques et déchets, la production d'électricité d'origine hydraulique (hors pompages), 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 22,4 Mtep en 2014 contre 24,8 Mtep en 2013, soit une baisse de 10 %.

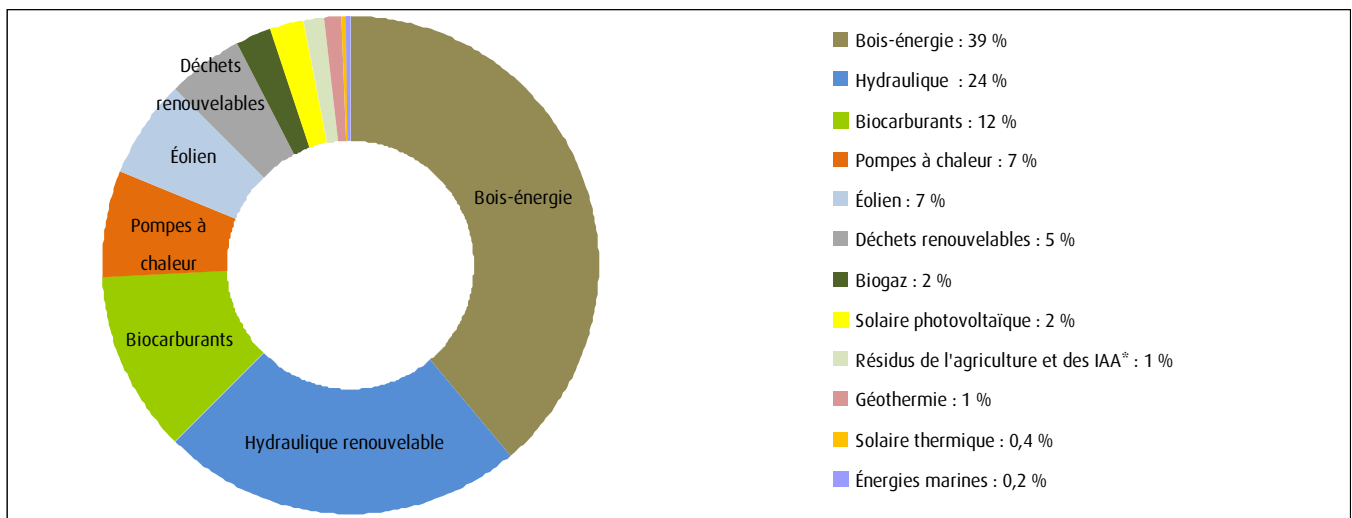
Environ 60 % de la production primaire d'énergies renouvelables est issue de la biomasse : 39 % pour le bois-énergie, 12 % pour les biocarburants, 5 % pour les déchets urbains renouvelables, 2 % pour le biogaz et 1 % pour les résidus de l'agriculture et des industries agroalimentaires (IAA).

L'électricité primaire renouvelable, regroupant l'hydraulique renouvelable, l'énergie marémotrice, l'éolien et le photovoltaïque représente en 2014 le tiers de la production primaire d'énergies renouvelables.

La chaleur primaire d'origine aérothermique, géothermique ou solaire représente 8 % de la production primaire d'énergies renouvelables.

Part de chaque filière dans la production primaire d'énergies renouvelables en 2014 (22,4 Mtep)

En %



* Industries agroalimentaires.

Champ : métropole.

Source : SOeS, d'après les sources par filière

3.6 - Approvisionnement en électricité

La production totale brute d'électricité se décompose en production primaire (hydraulique, énergie marémotrice, éolienne, photovoltaïque et, par convention, nucléaire) et production secondaire réalisée dans les centrales thermiques classiques (*figure 3.6.1*). En 2014, la production primaire brute totalise 527,3 TWh, soit son plus haut niveau jamais atteint (+ 1,3 % par rapport à 2013). La production secondaire recule d'un tiers en 2014, à 35,7 TWh. Ainsi, la production brute totale d'électricité se rétracte de 2,0 % en 2014 par rapport à l'année précédente (*figure 3.6.2*).

La production nucléaire représente 77,5 % de la production totale en 2014 (contre 73,7 % en 2013), soit un point de moins que le maximum absolu de 2011 (78,6 %) – (*figures 3.6.3 et 3.6.6*). Après deux années de repli, la **production nucléaire** brute est en effet en hausse de 3,0 %, à 436,5 TWh. D'une part, le coefficient de disponibilité nucléaire⁷ annuel moyen, après avoir atteint son minimum historique en 2013, est en hausse de trois points à 80,9 %, son plus haut niveau depuis le record de 2006 (83,6 %). D'autre part, les réacteurs ont aussi été chacun en moyenne presque autant sollicités qu'en 2013 : le coefficient d'utilisation des tranches disponibles s'élève à 93,1 % en 2014 contre 93,6 % en 2013.

Du fait des conditions climatiques, après avoir atteint son plus bas niveau historique en 2011, puis progressé fortement en 2012 et 2013, année où elle atteint son plus haut niveau depuis 2002, la **production hydraulique** brute (y compris pompages) est en repli de 10,9 % en 2014, à 67,7 TWh. Sa contribution à la production électrique a ainsi perdu près d'un point en un an.

La croissance de la **production éolienne** se poursuit en 2014, mais son rythme ralentit. Cette progression tient notamment à celle du parc installé (+ 11 %). Énergie intermittente, dépendant des conditions météorologiques, la part de l'éolien dans la production totale varie du simple au double selon les mois. Elle atteint tout juste les 3 % sur l'ensemble de l'année.

Après avoir fortement ralenti en 2013, la croissance de la **production de la filière solaire photovoltaïque** repart de nouveau en 2014 (respectivement + 17,9 % et + 24,9 %). Elle atteint désormais 1,1 % de la production totale. Cette évolution résulte de la hausse du parc raccordé au réseau (+ 20 %) et d'un ensoleillement favorable (*figures 3.6.5*).

Au final, à l'inverse des années 2012 et 2013, la meilleure disponibilité du parc nucléaire compense la baisse de la

production hydraulique. Les filières éolienne et photovoltaïque restent encore marginales, bien qu'en net progrès.

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

La **production thermique classique** brute recule d'environ 34 % en 2014, à 35,7 TWh, soit tout juste un térawatt-heure au-dessus de son minimum absolu de l'année 1994. La filière comprend notamment les moyens de production dits « de pointe », mis en œuvre ponctuellement pour répondre à des pics de consommation. Ils ont été très peu utilisés tout au long de l'année 2014, principalement en raison du recul sensible de la consommation, lié aux températures exceptionnellement clémentes (*figure 3.6.4*).

Certaines centrales thermiques classiques produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur, elles sont dites alors de « cogénération ». Généralement, ces équipements sont optimisés pour la production de chaleur qui sera, par exemple, valorisée dans des installations industrielles (industrie du papier-carton, chimie...). En 2013, le tiers de l'électricité produite par la filière thermique classique était issu de la cogénération.

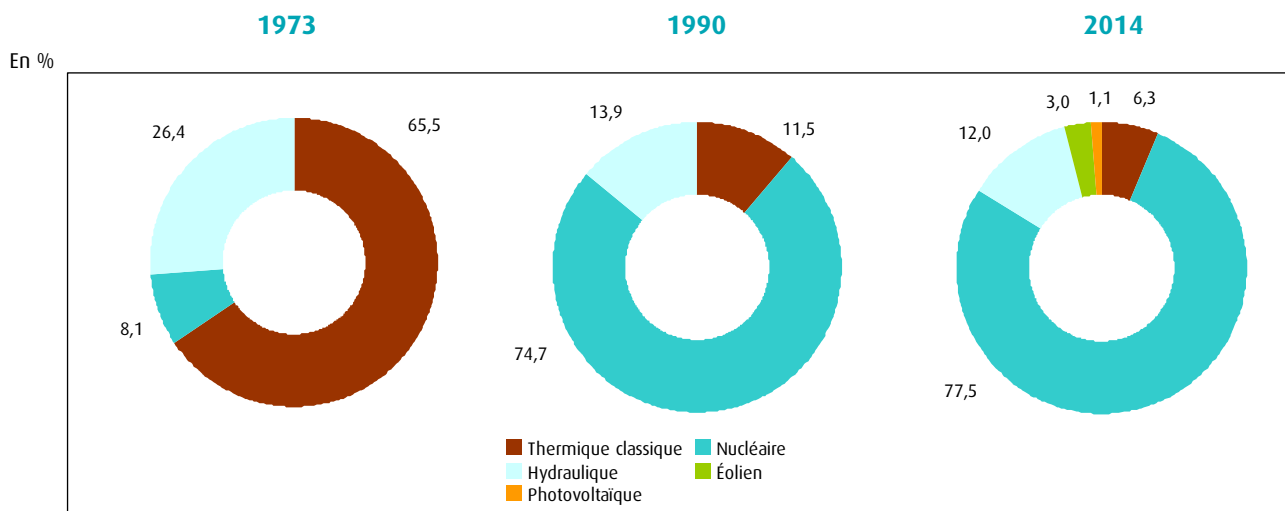
Si la majeure partie de l'électricité est produite par des énergéticiens dont c'est l'activité principale, une autre est générée par des entreprises qui produisent l'électricité - et souvent aussi la chaleur - qu'ils consomment et dont ils revendent éventuellement le surplus sur le réseau. On les qualifie d'auto-producteurs. En 2013, ils ont produit le quart de l'électricité de la filière thermique classique, et pour les deux-tiers en cogénération.

Sur le périmètre des seules grandes centrales électriques à combustible fossile gérées par les principaux producteurs d'électricité⁸, la production à partir du charbon était, en 2013, près de quatre fois plus importante que la production à partir de gaz naturel. Ce rapport est tombé à 2,6 en 2014, la production des centrales à charbon ayant diminué de 58 % et celle des centrales à gaz naturel de 39 %. Entre 2013 et 2015, la fermeture de plusieurs centrales à charbon (tranches 250 MW d'EDF) pour des raisons environnementales était programmée, tandis que de mauvaises conditions économiques ont conduit à des mises sous cocon de centrales à gaz pourtant récemment construites.

⁷ 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).

⁸ EDF, Engie, E.ON France Power, Alpiq, Pont-sur-Sambre Power/Toul Power.

Figure 3.6.1 : structure de la production totale brute d'électricité



Sources : RTE ; EDF ; SOeS, enquête annuelle sur la production d'électricité

Figure 3.6.2 : production brute totale d'électricité

En TWh

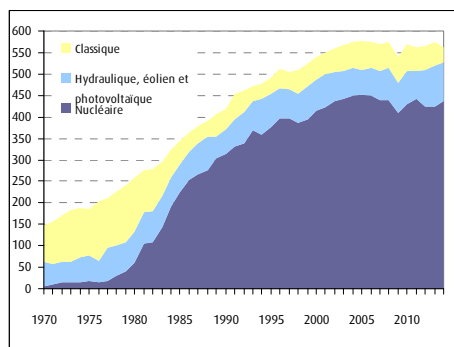
	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Taux de croissance annuel par an (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Thermique classique	119,5	48,2	55,7	56,0	54,1	35,7	-5,2	1,2	0,0	-3,3	-33,9
Nucléaire	14,8	313,7	436,8	425,4	423,7	436,5	19,7	2,8	-0,2	-0,4	3,0
Hydraulique*	48,1	58,3	66,4	64,2	76,1	67,7	1,1	1,1	-0,3	18,5	-10,9
Éolien	-	-	0,3	14,9	16,0	17,2	-	-	44,1	7,5	7,1
Photovoltaïque	-	-	-	4,0	4,7	5,9	-	-	-	17,9	24,9
Total	182,4	420,1	559,1	564,5	574,6	563,0	5,0	2,4	0,1	1,8	-2,0
dont électricité primaire	62,9	372,0	503,4	508,5	520,5	527,3	11,0	2,6	0,1	2,4	1,3

* Y compris énergie marémotrice.

Sources : RTE ; EDF ; SOeS, enquête annuelle sur la production d'électricité

Figure 3.6.3 : production brute d'électricité

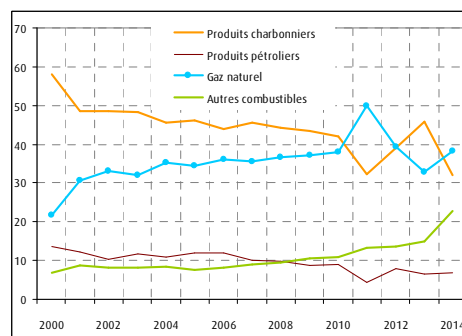
EnTWh



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

Figure 3.6.4 : origine par combustible de la production électrique thermique classique

En %



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

La **production d'électricité d'origine renouvelable** est en repli de 12,0 % en 2014, à 89,5 TWh, en raison de la baisse de la production hydraulique renouvelable (- 14,6 TWh, soit - 19,2 % en 2014), non compensée par les hausses des productions éolienne (+ 0,9 TWh) et photovoltaïque (+ 1,2 TWh), et dans une moindre mesure des productions thermiques renouvelables (+ 0,2 TWh).

Ainsi, la part de l'électricité d'origine renouvelable dans la production électrique totale brute perd 1,8 point pour s'établir à 15,9 % en données réelles.

Le solde **des échanges extérieurs physiques**, globalement exportateurs, augmente de 38,6 % en 2014 après une hausse de 7,8 % en 2013. Les exportations physiques d'électricité progressent globalement de 24,8 % en 2014, tandis que les importations baissent de 32,6 %. Le solde exportateur des échanges physiques est en forte progression à toutes les interconnexions frontalières : il double vers l'Espagne, augmente de 70,9 % à la frontière avec l'ensemble Belgique - Luxembourg, et augmente de 42,2 % vers le Royaume-Uni (*figures 3.6.7 et 3.6.8*).

Par conséquent, le taux d'indépendance énergétique relatif à l'électricité s'améliore. Ce rapport entre la production primaire d'électricité et le total des disponibilités (soit la production primaire nette des pompes et du solde exportateur), gagne ainsi plus de quatre points, à 114,6 %, mais reste en dessous des pics atteints en 2002 et 1995, à un peu plus de 118 %.

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. 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.

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.
- Selon les conventions internationales en vigueur, 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 pompes doit être comptabilisée en pompes et en importations.

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

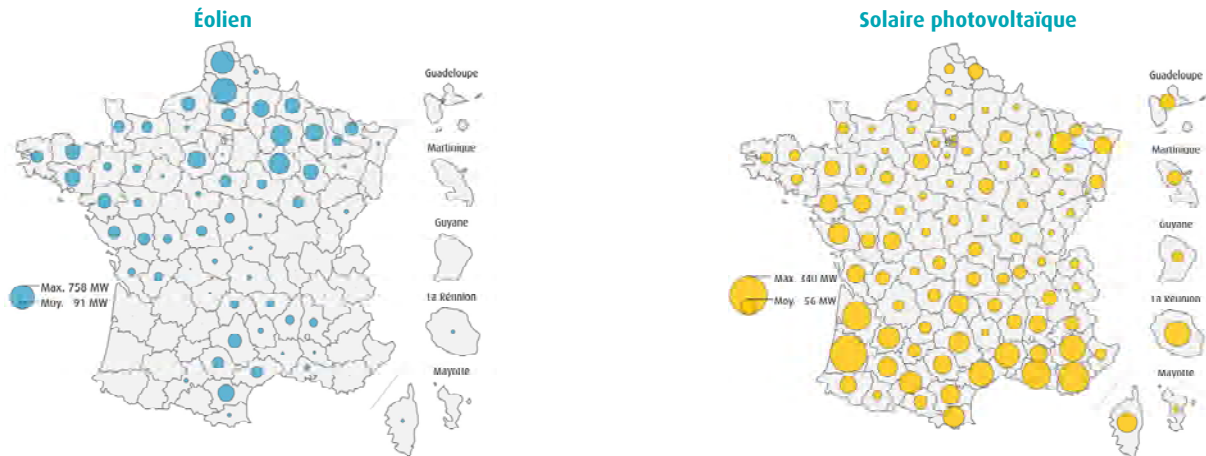
Seuls les échanges entre réseaux de transport sont alors comptabilisés, et le flux physique entre ou sort de France à une frontière qui n'est pas nécessairement celle du pays acheteur ou vendeur. Ainsi, l'électricité vendue à la Belgique peut sortir de France à la frontière franco-allemande et l'échange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

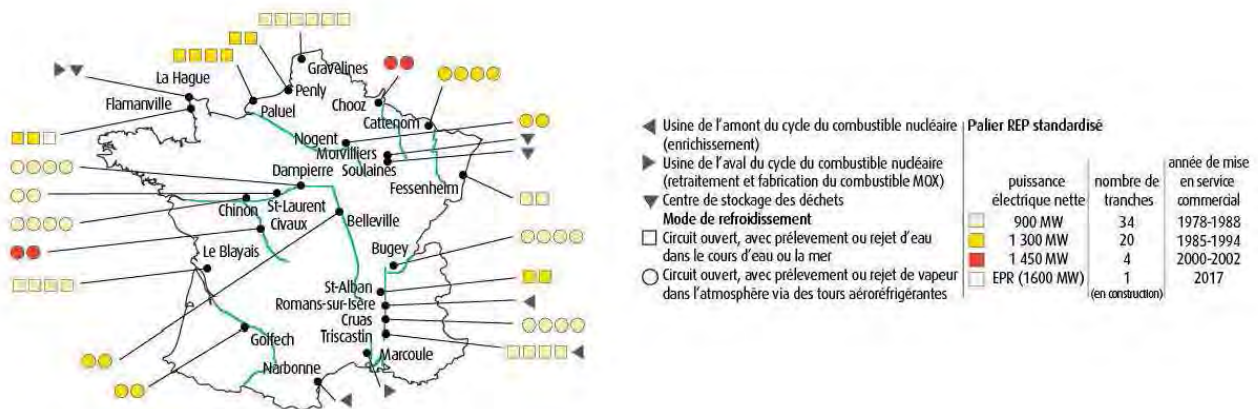
Ainsi, dans la présente publication, le concept de flux physique est utilisé dans le cadre du bilan de l'énergie, alors que le concept de flux contractuel sert à estimer la facture électrique.

Figures 3.6.5 : puissances éoliennes et photovoltaïques raccordées au réseau au 31 décembre 2014



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

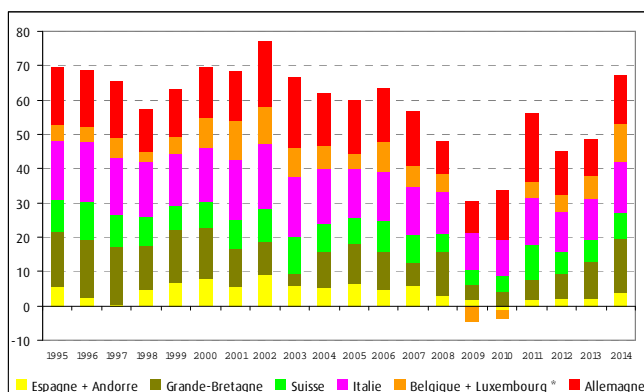
Figure 3.6.6 : sites nucléaires en France : situation au 30 juin 2015



Sources : DGEC

Figure 3.6.7 : solde exportateur des échanges physiques d'électricité avec l'étranger

En TWh

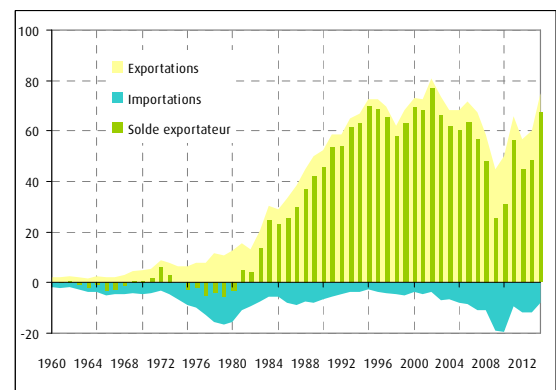


* En 2009 et 2010, le solde exportateur des échanges avec l'ensemble Belgique + Luxembourg est négatif. En 2010, le solde avec l'Espagne est négatif.

Source : calculs SOeS, d'après RTE, EDF

Figure 3.6.8 : échanges extérieurs physiques d'électricité

En TWh



Source : calculs SOeS, d'après RTE, EDF





4. Transformation et acheminement de l'énergie en France

4.1 - Transformation et acheminement de l'énergie en France en 2014 : légère diminution du raffinage et très faible recours aux centrales thermiques classiques

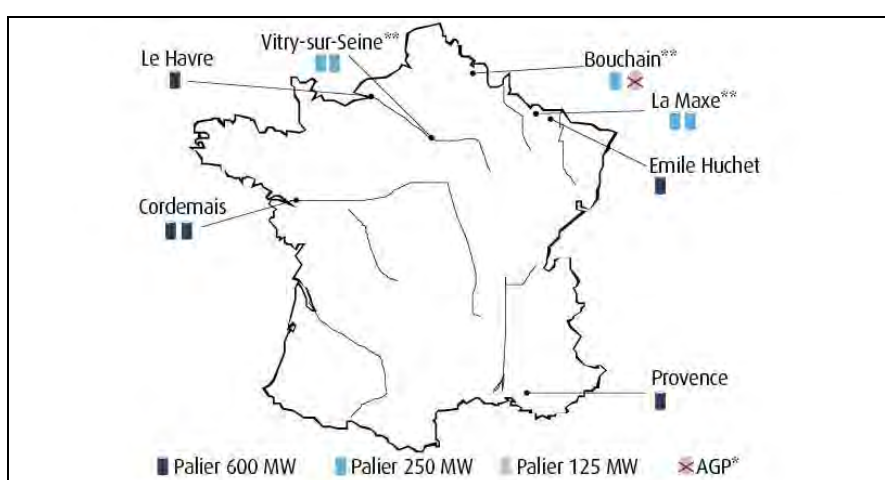
Entre les sources d'énergie primaire extraites du sous-sol et le consommateur final, il y a l'activité de la branche énergie, qui intervient pour fabriquer et livrer à l'utilisateur l'énergie qui correspond à sa demande. Ceci inclut le raffinage du pétrole, la cokéfaction du charbon, l'activité des centrales 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 (figures 4.1.1, 4.1.2 et 4.1.3).

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 dégagée dans 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 2014, les centrales thermiques classiques ont été très peu sollicitées, notamment du fait de la douceur exceptionnelle des températures et de la bonne tenue de la production nucléaire. Ainsi, seulement 7,1 Mtep ont été brûlées pour la production d'électricité, contre 10,7 Mtep en 2013, soit une baisse de 33 %. Tous les moyens de production sont concernés par cette contraction, particulièrement les centrales à charbon, dont certaines tranches ont été définitivement arrêtées, dans le cadre d'une fermeture programmée, en lien notamment avec les exigences environnementales de la directive européenne sur les grandes installations de combustion. Ainsi 20 % du parc des centrales à charbon a été déclassé en 2014.

Dans le secteur du raffinage, l'activité est toujours orientée à la baisse. Ainsi, en France métropolitaine les raffineries ont traité 55,4 Mt de pétrole brut et assimilé, soit une baisse de 1,6 Mt (- 3 % par rapport à 2013), pour une production nette de 54,9 Mt. Le taux d'utilisation de la capacité de distillation atmosphérique (facteur de service des raffineries) recule en 2014, à 82 %. Pour chaque opérateur, la baisse du facteur de service est de l'ordre de 6 %.

**Figure 4.1.1 : les centrales thermiques au charbon en France
situation au 30 juin 2015**



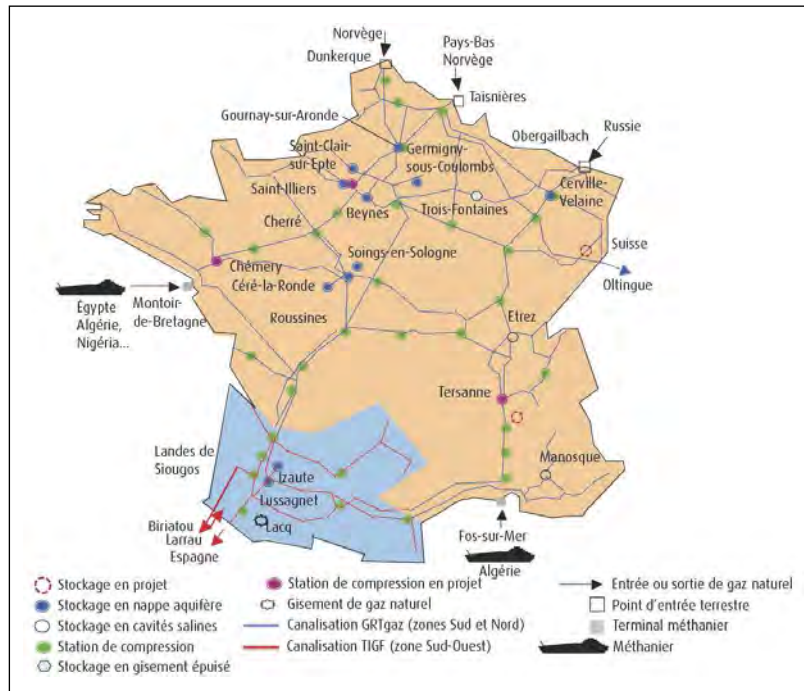
* Une tranche en arrêt garanti pluriannuel (AGP) est momentanément à l'arrêt sur une moyenne ou longue période.

** Arrêt définitif en avril 2015.

Capacité : 3 000 MW au 30 juin 2015, contre 4 555 MW au 30 juin 2014, suite à la fermeture de six tranches.

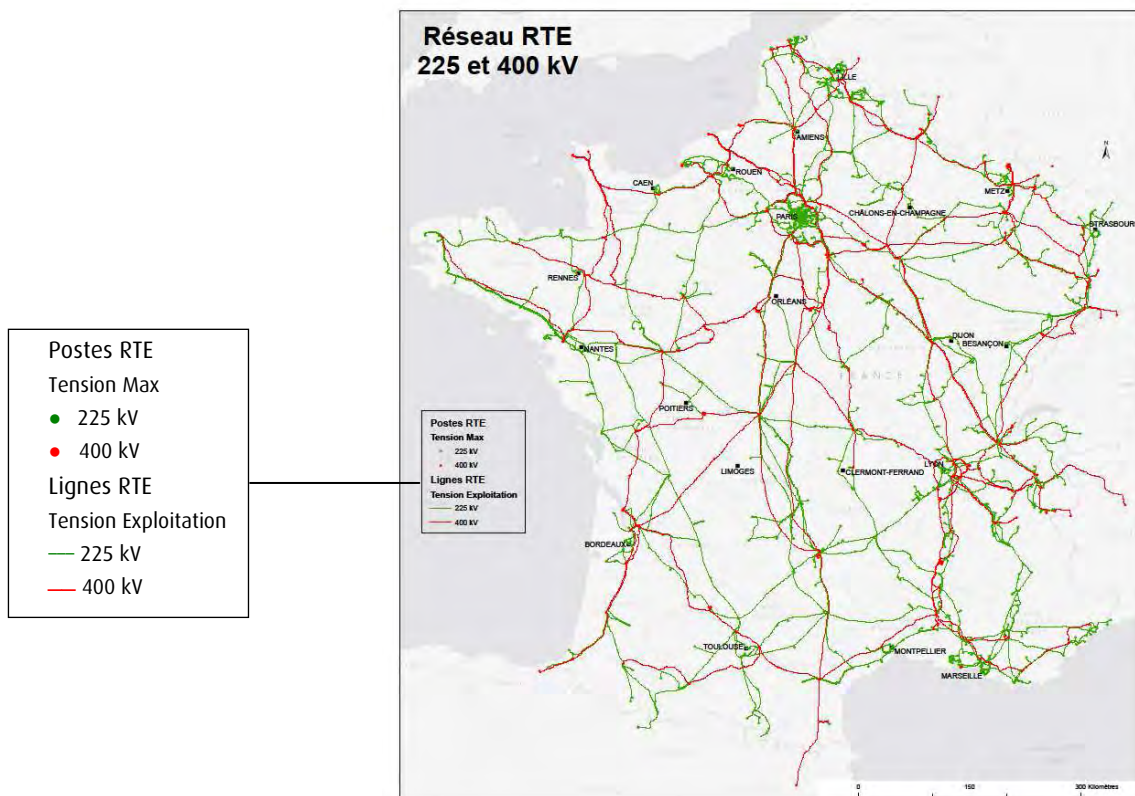
Source : SOeS, d'après EDF et Snet (E.ON-France)

Figure 4.1.2 : acheminement de l'énergie en France - réseaux de transport, de stockage et compression de gaz naturel - situation au 30 juin 2015



Sources : GRTgaz ; TIGF ; DGEC

Figure 4.1.3 : acheminement de l'énergie en France - réseau de transport d'électricité en France 225 et 400 kV - situation au 31 décembre 2014



Source : RTE



5. Consommation d'énergie par source primaire en France

5.1 - Consommation d'énergie primaire en France en 2014 : le mouvement à la baisse se confirme

En 2014, la consommation d'énergie primaire réelle passe sous la barre symbolique des 250 Mtep, un plancher qu'elle n'avait pas franchi depuis 1995. Elle diminue ainsi de 10 Mtep par rapport à 2013.

Cette nette baisse (près de - 4 % en un an) s'explique bien sûr en grande partie par les températures : 2014 a été l'année la plus chaude depuis plus d'un siècle, effaçant le précédent record de température moyenne de 2011, et a été marquée par un hiver exceptionnellement doux, entraînant un moindre recours au chauffage. Néanmoins, même en corrigeant l'effet de ces variations climatiques, la consommation d'énergie primaire poursuit sur une tendance de fond à la diminution qui semble avoir débuté en 2005, et n'a été perturbée que par la chute due à la crise économique et financière mondiale de 2008 et le rebond qui a suivi. En une petite dizaine d'années, la consommation d'énergie primaire corrigée des variations climatiques est ainsi passée de 275 Mtep, maximum absolu, à 257 Mtep, soit une diminution de 2 Mtep par an.

À rebours de ce mouvement de baisse, la consommation finale non énergétique et corrigée des variations climatiques se redresse d'un peu plus de 4 %, à 14 Mtep. Elle retrouve ainsi le niveau post-crise de 2009, après la baisse de régime de 2013. Malgré ce redressement, la consommation non énergétique ne retrouve pas les niveaux observés avant la crise de 2008-2009 (entre 15 et 18 Mtep par an).

La consommation finale énergétique s'élève en 2014 à 150 Mtep,

en données corrigées des variations climatiques. Il faut remonter à 1996 pour trouver un niveau de consommation aussi bas. Depuis 2011, elle diminue chaque année d'environ un Mtep.

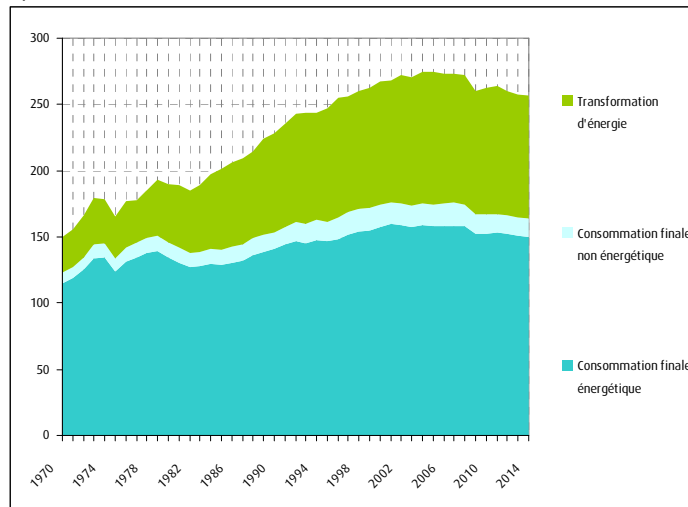
La consommation de la branche énergie diminue en 2014 au même rythme qu'en 2013 (- 0,5 %), et sur la même tendance que depuis une douzaine d'années.

Depuis la crise de 2009, la consommation finale énergétique s'est établie durablement sous la barre des 155 Mtep. Depuis cinq ans, elle oscillait ainsi suivant les années entre 150 et 153 Mtep, avec toutefois une tendance à la baisse depuis trois ans. En 2014, elle continue à diminuer, perdant un Mtep, et s'élève à 150 Mtep. L'essentiel est imputable au second plus grand secteur consommateur, le secteur résidentiel : à moins de 46 Mtep, sa consommation finale diminue de 1,2 %. Elle s'effrite également dans le secteur industriel et le secteur tertiaire, troisième et quatrième grands secteurs consommateurs (respectivement 29 et 22 Mtep), sensiblement au même rythme. *A contrario*, elle réaugmente très légèrement dans les transports, premier secteur consommateur, avec 49 Mtep (*figures 5.1.1 et 5.2.2*).

Figures 5.1.1 : évolution de la consommation d'énergie primaire

a. par usage

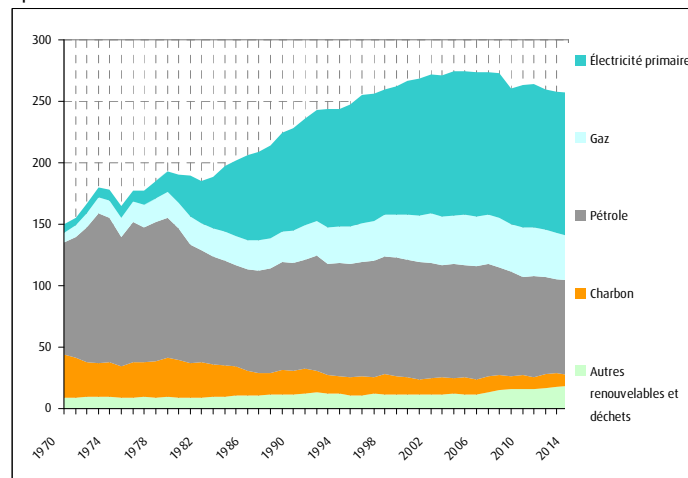
En Mtep, corrigée des variations climatiques



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

b. par forme d'énergie

En Mtep, corrigée des variations climatiques



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

Figure 5.1.2 : évolution de la consommation d'énergie primaire par usage

En Mtep

	1973	1990	2002	2012	2103	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Réelle	182,4	224,6	266,5	258,8	259,6	249,6	1,2	1,4	-0,3	0,3	-3,9
Corrigée des variations climatiques	179,7	228,3	272,0	259,8	257,5	256,6	1,4	1,5	-0,5	-0,9	-0,3
dont transformation énergie	35,1	75,2	96,7	93,5	93,0	92,6	4,6	2,1	-0,3	-0,5	-0,5
dont finale énergétique	133,6	140,7	159,2	152,1	151,0	150,0	0,3	1,0	-0,5	-0,7	-0,7
dont non énergétique	10,9	12,4	16,1	14,2	13,4	14,0	0,8	2,2	-1,3	-5,3	4,2

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

Le bouquet énergétique primaire de la France est stabilisé 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.

L'année 2014 ne fait pas exception à la règle. Par rapport aux deux années précédentes, elle se distingue par deux traits : d'une part, la nette retombée du charbon, qui a atteint un plancher record, avec 3 Mtep de moins qu'en 2013, et passe sous la barre des 4 % du bouquet énergétique primaire ; d'autre part, le renforcement de la part de l'électricité, qui gagne un point par rapport à 2013, et a fourni 45,4 % de l'énergie primaire consommée en France en 2014.

Par ailleurs, l'énergie primaire fournie par les énergies

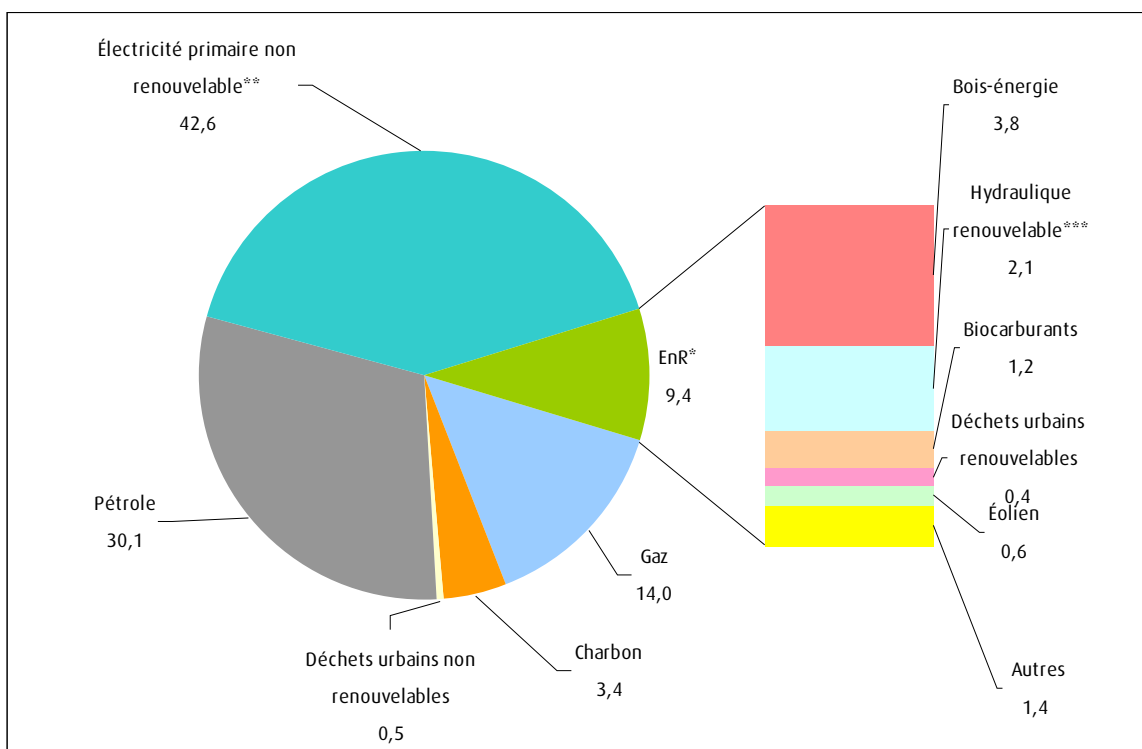
renouvelables thermiques et la valorisation des déchets consolide sa part, à 7 % du bouquet énergétique (et avec 18 Mtep consommés en 2014).

En revanche, la part du gaz s'effrite continûment depuis 2010. La consommation primaire de gaz naturel, en données corrigées des variations climatiques, oscillait autour de 40 Mtep depuis le début des années 2000. En 2014, elle passe sous les 36 Mtep, et représente tout juste 14 % du bouquet énergétique primaire de la France.

Quant au pétrole, après dix ans de baisse presque ininterrompue, il se redresse d'un Mtep par rapport à 2013, en données corrigées des variations climatiques, et a fourni en 2014 un peu plus de 30 % du bouquet énergétique primaire (figures 5.1.3, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6, 5.1.7).

Figure 5.1.3 : bouquet énergétique primaire

Données corrigées des variations climatiques
(256,6 Mtep en 2014)



* EnR : énergies renouvelables.

** Comprend la production nucléaire, déduction faite du solde exportateur d'électricité et la production hydraulique par pompage.

*** Hydraulique hors pompage.

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

Figure 5.1.4 : consommation d'énergie primaire par forme d'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973	Entre 1990	Entre 2002	Entre 2012	Entre 2013
							et 1990	et 2002	et 2012	et 2013	et 2014
Électricité primaire *	7,7	83,2	113,4	114,2	114,3	116,6	15,0	2,6	0,1	0,1	2,0
Pétrole	121,5	88,3	94,0	79,2	76,3	77,4	-1,9	0,5	-1,7	-3,6	1,3
Gaz	13,2	26,3	40,0	38,5	37,6	35,9	4,1	3,6	-0,4	-2,4	-4,4
EnRt et déchets **	9,4	11,4	11,7	16,8	17,4	18,0	1,1	0,2	3,7	4,1	3,2
Charbon	27,8	19,2	12,8	11,1	11,8	8,8	-2,2	-3,3	-1,5	6,6	-25,7
Total	179,7	228,3	272,0	259,8	257,5	256,6	1,4	1,5	-0,5	-0,9	-0,3

* Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque.

** Énergies renouvelables thermiques et déchets.

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

Figure 5.1.5 : bouquet énergétique primaire

Données corrigées des variations climatiques, en %

	1973	1990	2002	2012	2013	2014
Électricité primaire *	4,3	36,4	41,7	44,0	44,4	45,4
Pétrole	67,6	38,7	34,6	30,5	29,7	30,1
Gaz	7,4	11,5	14,7	14,8	14,6	14,0
EnRt et déchets **	5,2	5,0	4,3	6,4	6,8	7,0
Charbon	15,5	8,4	4,7	4,3	4,6	3,4
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

Figure 5.1.6 : structure de la consommation énergétique finale par forme d'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en %

	1973	1990	2002	2012	2013	2014
Pétrole	63,9	50,3	46,2	40,7	40,4	40,5
Électricité	9,7	18,4	21,6	24,8	25,3	24,5
Gaz	6,5	16,6	21,8	21,7	20,7	20,8
Énergies renouvelables	6,7	7,4	6,2	9,4	10,0	10,5
Charbon	13,3	7,3	4,1	3,4	3,6	3,7
Total énergétique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

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

Figure 5.1.7 : consommation d'énergie finale par forme d'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973	Entre 1990	Entre 2002	Entre 2012	Entre 2013
							et 1990	et 2002	et 2012	et 2013	et 2014
Pétrole	85,4	70,8	73,6	61,9	61,0	60,7	-1,1	0,3	-1,7	-1,4	-0,5
Électricité	13,0	25,9	34,4	37,7	38,1	36,8	4,2	2,4	0,9	1,1	-3,6
Gaz	8,7	23,3	34,7	32,9	31,3	31,3	6,0	3,4	-0,5	-4,9	-0,2
Énergies renouvelables	8,9	10,5	9,9	14,3	15,1	15,7	1,0	-0,4	3,7	5,5	4,1
Charbon	17,7	10,2	6,5	5,2	5,5	5,5	-3,2	-3,6	-2,2	4,5	1,6
Total énergétique	133,6	140,7	159,2	152,1	151,0	150,0	0,3	1,0	-0,5	-0,7	-0,7
Non énergétique	10,9	12,4	16,1	14,2	13,4	14,0	0,8	2,2	-1,3	-5,3	4,2
Total consommation finale	144,6	153,1	175,3	166,3	164,5	164,0	0,3	1,1	-0,5	-1,1	-0,3

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

5.2 - Charbon : forte baisse de la consommation (- 26 %), pour un niveau historiquement faible

Après deux années consécutives de forte hausse, (+ 12,8 % en 2012 et + 6,6 % en 2013), la consommation primaire de charbon corrigée des variations climatiques (*figures 5.2.1 et 5.2.2*) a fortement chuté en 2014, de - 25,7 % par rapport à 2013. Pour la deuxième fois depuis que la série existe, elle passe sous la barre de 10 Mtep, après le faible niveau de 9,8 Mtep observé en 2011, et atteint ainsi un plancher record (8,8 Mtep). Cette évolution renoue avec la tendance de long terme, orientée à la baisse, en raison du recul de la demande dans le secteur industriel, et notamment dans la sidérurgie, ainsi que de la fermeture d'unités de production électrique à partir de charbon.

Dans le secteur de l'énergie, la demande des centrales à charbon a chuté de plus de la moitié en 2014, à 2,2 Mtep, contre 4,9 Mtep en 2013. Elle atteint ainsi son niveau le plus bas depuis les années 1970. La part de la production d'électricité dans la consommation totale de charbon n'est plus que de 25 % en 2014, contre 45 % l'année précédente.

Cela s'explique en grande partie par la douceur exceptionnelle du climat en 2014, année la plus chaude depuis 1900 d'après Météo France. L'hiver a été plus doux que la normale, réduisant ainsi le recours au chauffage. Les centrales thermiques à charbon, sollicitées généralement lorsque la consommation est soutenue, ont ainsi fonctionné au ralenti.

À l'effet climatique s'ajoute l'arrêt d'unités de production électrique à partir de charbon, qui s'est poursuivi en 2014. En effet, cinq tranches, réparties sur trois sites, ont été définitivement arrêtées dans le cadre d'une fermeture programmée liée notamment aux exigences environnementales de la directive européenne sur les grandes installations de combustion (dite désormais directive « IED » sur les émissions intégrées).

La production d'électricité à base de charbon est de 11 TWh en 2014, contre environ 25 TWh en 2013, soit une chute de plus de 50 %. Elle compte pour 32 % de la production d'électricité thermique classique, après 46 % en 2013 et 39 % en 2012. En 2014, elle ne représente plus que 2 % de la production électrique totale. La part du charbon dans le bouquet électrique reste donc très modeste, en comparaison avec d'autres pays européens (environ 45 % en Allemagne et en Grèce, et 36 % au Royaume-Uni en 2013, par exemple).

La consommation finale corrigée des variations climatiques, avec 5,5 Mtep en 2014, augmente faiblement (+ 1,6 %) après une hausse de 4,5 % en 2013. Son profil épouse la demande de la sidérurgie. La production totale d'acier a ainsi crû de 3,2 % entre 2013 et 2014, sous l'effet de la progression de la production d'acier électrique (+ 4,2 %) et, dans une moindre mesure, de la hausse de la filière à oxygène (+ 1,3 %), celle qui consomme l'essentiel des produits charbonniers. Ainsi, l'évolution de l'activité se répercute naturellement sur les besoins en charbon du secteur : + 4,9 % pour l'ensemble des produits charbonniers (houille et coke) entre 2013 et 2014, pour un total de 4,1 Mtep. La sidérurgie représente 47 % de la consommation primaire de charbon, contre 33 % en 2013.

Dans les autres secteurs industriels, la consommation est en repli pour la quatrième année consécutive. En 2014, elle recule sensiblement, de 10,5 %, à environ 1,1 Mtep. Enfin, dans le secteur résidentiel-tertiaire, le charbon est utilisé principalement à travers les réseaux de chaleur. La demande du secteur a nettement diminué depuis les années 1970, pour se stabiliser autour de 0,3 Mtep depuis cinq ans.

Figure 5.2.1 : consommation primaire de charbon par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2010	2012	2013	2014	Taux de croissance annuel par an (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2010	Entre 2010 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Branche énergie*	10,0	8,7	5,8	5,8	6,3	3,1	-0,8	-2,0	0,2	8,6	-49,9
Consommation finale	17,7	10,2	5,7	5,2	5,5	5,5	-3,2	-2,9	-4,0	4,5	1,6
Sidérurgie*	9,5	5,5	4,0	3,7	3,9	4,1	-3,1	-1,6	-4,3	7,0	4,9
Industrie (hors sidérurgie)*	2,6	2,9	1,4	1,3	1,3	1,1	0,6	-3,7	-2,6	-0,7	-10,5
Résidentiel-tertiaire	5,6	1,8	0,3	0,3	0,3	0,3	-6,4	-8,3	-5,6	-3,8	10,2
dont résidentiel	n.d.**	n.d.	0,2	0,2	0,2	0,2	n.d.	n.d.	-5,3	-3,6	11,3
dont tertiaire	n.d.	n.d.	0,1	0,1	0,1	0,1	n.d.	n.d.	-6,1	-4,8	8,9
Non énergétique*	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	2,8	-6,6	8,5	3,7	8,4
Total consommation primaire	27,8	19,2	11,5	11,1	11,8	8,8	-2,2	-2,5	-1,8	6,6	-25,7

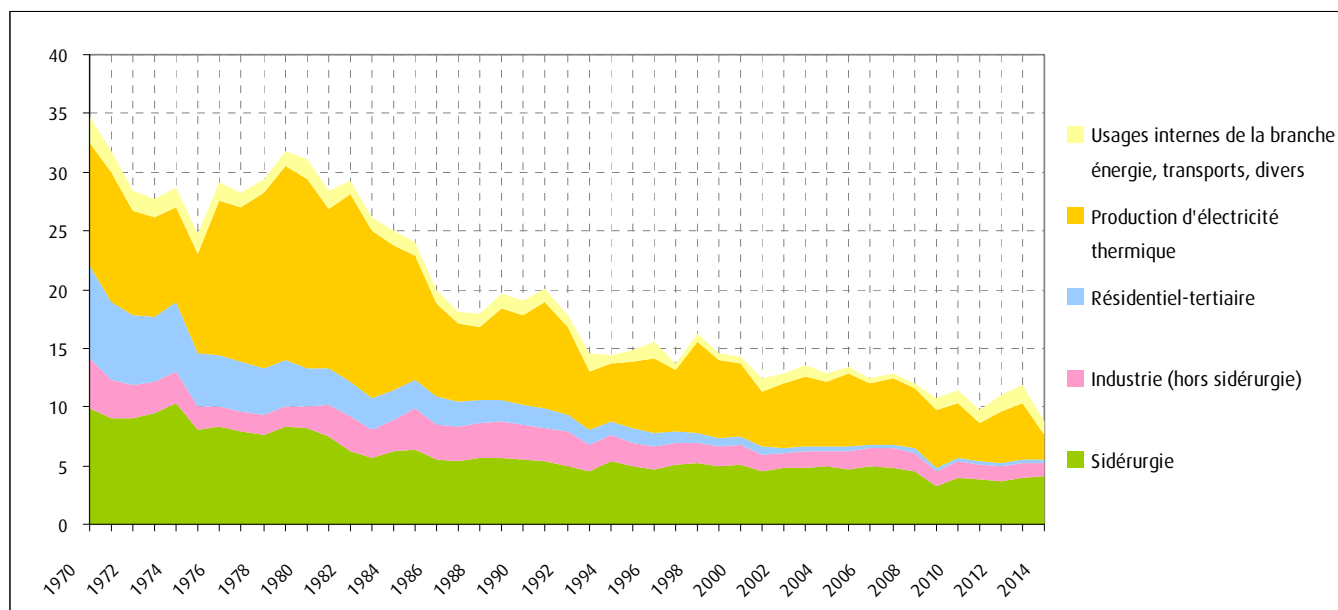
* Non corrigée des variations climatiques.

** n.d. : non disponible.

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

Figure 5.2.2 : consommation primaire de charbon par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



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

5.3 - Pétrole : la consommation primaire est à peine supérieure à son minimum de 2013 (+ 1,3 %)

En 2014, la consommation primaire⁹ de pétrole brut et de produits pétroliers, corrigée des variations climatiques, est à peine supérieure à son niveau plancher de 2013. Elle s'établit à 77,4 Mtep (+ 1,3 %). Depuis le début des séries du bilan énergétique (1970), la consommation primaire avait atteint son maximum en 1973, à 121,5 Mtep. Ensuite consécutivement aux deux chocs pétroliers, elle avait diminué jusqu'à 82,2 Mtep en 1985. Progressant à nouveau régulièrement, à un rythme autour de + 1 % par an, elle est parvenue à un deuxième sommet de 96,3 Mtep en 1999. Depuis, la tendance est à la baisse de la consommation. Elle s'est accentuée entre 2007 et 2010 : - 3 à - 4 Mtep par an, pour atteindre seulement 80,9 Mtep en 2010, soit une diminution de plus de 11 % en trois ans (*figures 5.3.1 et 5.3.2*).

Au sein de la branche énergie, les centrales électriques au fioul ont été très peu sollicitées en 2014, en raison notamment de la douceur exceptionnelle du climat.

Hors usages non énergétiques et consommations de la branche énergie (notamment centrales électriques et consommation propre des raffineries), la consommation finale énergétique de pétrole et produits pétroliers¹⁰ a perdu 0,5 %, à 60,7 Mtep, contre 61,0 Mtep en 2013, soit un nouveau plancher. La consommation non énergétique, après avoir atteint un maximum en 2006 à 16,2 Mtep, a reculé d'année en année pour atteindre 12,7 Mtep en 2012 puis 12,1 Mtep en 2013. En 2014, cette consommation repart en nette hausse de 4,7 %, à 12,6 Mtep, et rejoint ainsi son niveau de 2012. En effet, une unité de pétrochimie a été remise en service entièrement après un fonctionnement au ralenti pendant environ un an et demi.

Les usages énergétiques du pétrole par l'industrie (sidérurgie incluse) se réduisent depuis quelques années. Ils continuent de chuter (- 8,2 % en 2014 par rapport à 2013) tandis que l'indice de production industrielle¹¹ (IPI) global ne recule dans le même temps que de 1,1 %. En effet, l'activité s'est davantage réduite dans quelques secteurs industriels gros consommateurs de produits pétroliers, tels que la fabrication de plâtres, produits en plâtre, chaux et ciments (- 6,2 %), qui représente un tiers de la consommation industrielle de produits pétroliers. À cela s'ajoute vraisemblablement un effet de substitution entre énergies. Les usages énergétiques du pétrole par l'industrie représentent

désormais moins de 4 % de la consommation finale de produits pétroliers (contre 8 % en 2002, 13 % en 1990 et 30 % en 1973 à la veille du premier choc pétrolier).

La consommation des transports s'élève à 44,7 Mtep¹². Avec près des trois quarts de la consommation finale de produits pétroliers, elle a légèrement reculé en 2014 (- 0,3 %). La poursuite de la diésélisation du parc automobile et les meilleures performances énergétiques des moteurs favorisent la tendance à la baisse de consommation. Les ventes de gazole augmentent modestement (+ 0,7 %). Celles de Super sans plomb 95-E10, quant à elles, augmentent de nouveau, à un rythme prononcé (+ 9,5 %) - (*figure 5.3.3*). La consommation diminue faiblement dans le transport aérien (- 0,7 % par rapport à 2013).

La consommation corrigée des variations climatiques de l'ensemble résidentiel et tertiaire est en baisse régulière depuis la fin des années 1970. En 2014, comme les deux années précédentes, elle représente environ 17 % de la consommation finale énergétique de produits pétroliers, contre 25 % en 1990, et 38 % en 1973. En 2014, cette consommation est en hausse de 0,9 % par rapport à 2013, du seul fait du tertiaire (+ 3,0 %).

A contrario, la consommation dans le secteur résidentiel est en faible recul de 0,2 %, poursuivant ainsi sa tendance à la baisse depuis deux ans. 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 l'électricité, le gaz ou les énergies renouvelables. Hausses de prix et dispositifs d'aide ont probablement aussi incité les ménages équipés d'une chaudière au fioul à opter pour des équipements plus performants ou d'autres énergies.

Dans les réseaux de chaleur pour le 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) reste stable depuis quelques années, autour de 3,4 Mtep. En 2014, elle est estimée plus précisément à 3,5 Mtep. Le fioul domestique et le gazole non routier en constituent la plus grande part.

⁹ Y compris soutes aériennes internationales, hors soutes maritimes internationales et biocarburants.

¹⁰ Sans tenir compte des variations de stocks chez les consommateurs finals.

¹¹ Construction comprise. L'évolution notée ici provient des indices de la production industrielle publiés par l'Insee en mars 2015.

¹² Hors biocarburants, comptabilisés dans la partie « Énergies renouvelables thermiques et déchets », y compris soutes aériennes internationales et hors soutes maritimes internationales.

Figure 5.3.1 : consommation primaire de pétrole par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre	Entre	Entre	Entre	Entre
							1973 et 1990	1990 et 2002	2002 et 2012	2012 et 2013	2013 et 2014
Branche énergie*	27,0	7,3	6,3	4,6	3,3	4,0	-7,4	-1,3	-3,0	-29,3	22,1
Consommation finale	85,4	70,8	73,6	61,9	61,0	60,7	-1,1	0,3	-1,7	-1,4	-0,5
Industrie (yc sidérurgie)	24,1	9,3	5,7	2,9	2,4	2,2	-5,4	-4,1	-6,4	-16,3	-8,2
Résidentiel-tertiaire	32,7	18,0	15,6	10,5	10,2	10,3	-3,5	-1,2	-3,9	-2,4	0,9
dont résidentiel	n.d.**	n.d.	10,2	7,0	7,0	7,0	n.d.	n.d.	-3,7	-0,2	-0,2
dont tertiaire	n.d.	n.d.	5,4	3,5	3,2	3,3	n.d.	n.d.	-4,3	-6,7	3,0
Agriculture*	3,3	3,3	3,5	3,3	3,5	3,5	0,1	0,4	-0,6	5,9	-1,1
Transports*	25,3	40,1	48,8	45,2	44,9	44,7	2,8	1,7	-0,8	-0,7	-0,3
Non énergétique*	9,1	10,3	14,2	12,7	12,1	12,6	0,7	2,7	-1,1	-5,0	4,7
Total consommation primaire	121,5	88,3	94,0	79,2	76,3	77,4	-1,9	0,5	-1,7	-3,6	1,3

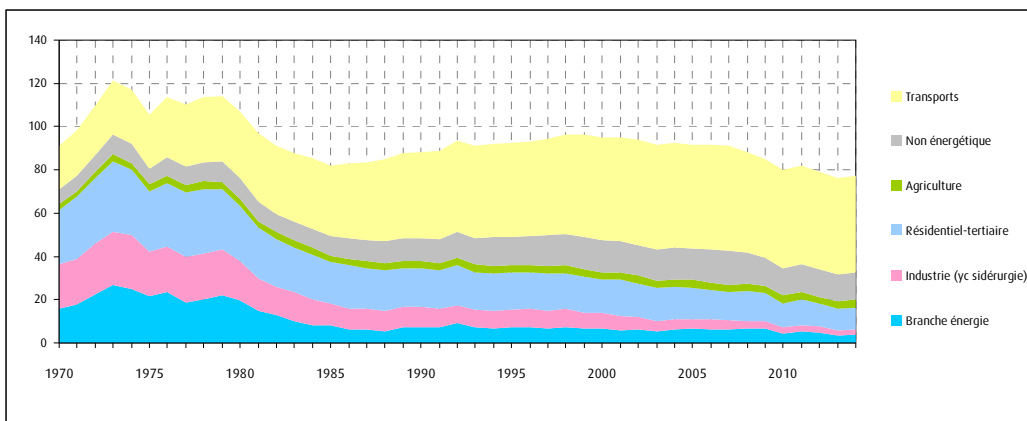
* Non corrigée des variations climatiques.

** n.d. : non disponible.

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

Figure 5.3.2 : consommation primaire de pétrole par secteur

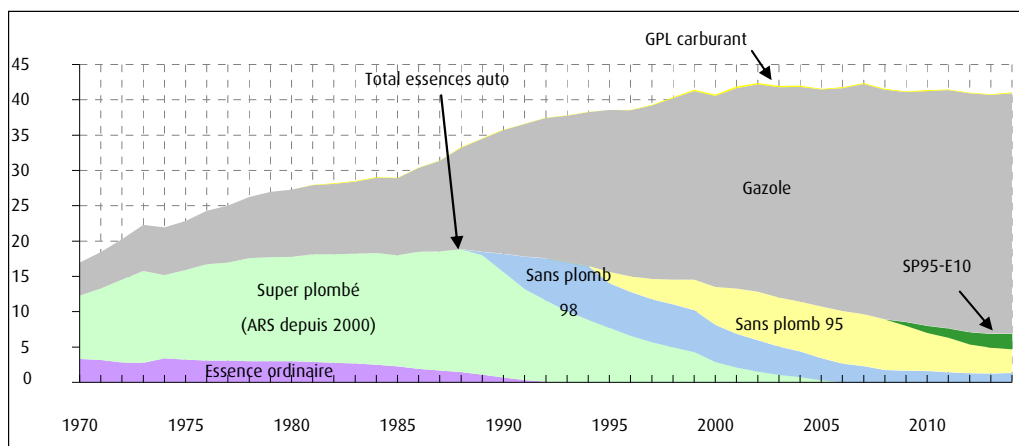
Données corrigées des variations climatiques, soutes maritimes internationales exclues, en Mtep



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

Figure 5.3.3 : consommation totale de carburants routiers (biocarburants inclus)

En millions de tonnes



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

5.4 - Consommation primaire de gaz naturel : forte baisse (- 16 %) liée à la douceur exceptionnelle du climat

La consommation primaire de gaz naturel est en net repli en 2014 : - 16,0 %, pour un total de 421,2 TWh. Cette forte baisse fait suite à deux années de hausse (+ 1,6 % en 2013 et + 3,3 % en 2012), une chute en 2011 et un bond en 2010, de plus de 10 % dans les deux cas. Ces évolutions contrastées sont principalement dues aux conditions climatiques de ces cinq dernières années. En effet, se sont succédé une année particulièrement froide (2010), une année exceptionnellement chaude (2011) puis deux années médianes (2012 et 2013). L'année 2014 a été la plus chaude depuis le début du siècle précédent, expliquant le net recul de la demande de gaz.

Corrigée des variations climatiques, la consommation primaire de gaz naturel s'établit à 466,2 TWh, soit un recul de 4,4 % par rapport à 2013. Il s'agit de la plus faible consommation depuis 2000 (figures 5.4.1 et 5.4.2).

La consommation finale énergétique de gaz naturel corrigée des variations climatiques est stable en 2014, à 411,5 TWh. Hormis une légère augmentation en 2011 (+ 0,4 %) et en 2012 (+ 0,8 %), la baisse était jusqu'à présent continue depuis 2006. Cette consommation suit les évolutions de la demande dans les secteurs résidentiel et tertiaire, qui sont les principaux consommateurs (à hauteur des deux-tiers). Corrigée des variations climatiques, la consommation finale de gaz naturel dans le secteur résidentiel et tertiaire est stable en 2014 pour un total de 277,6 TWh. Non corrigée des variations climatiques, la consommation du résidentiel-tertiaire baisse de 18,4 %.

Dans l'industrie (hors sidérurgie, raffinage, production d'électricité et usages non énergétiques), la consommation de gaz naturel corrigée des variations climatiques est stable en 2014.

Dans la sidérurgie, la consommation de gaz naturel est en hausse de 12,2 % en 2014, à 7,1 TWh. Cette hausse fait suite à trois années de baisse.

Les raffineries utilisent du gaz naturel à la fois comme combustible mais aussi pour la production de l'hydrogène utilisé pour désulfurer les carburants. En 2014, leur consommation se maintient au même niveau qu'en 2013 (8,7 TWh). La restructuration du secteur en 2009 et 2010 avait entraîné une forte baisse d'activité et par conséquent celle des consommations, qui ne s'étaient franchement redressées qu'en 2013 (+ 19 %). Néanmoins, le pic de consommation à 10 TWh de 2008 n'est pas retrouvé.

En 2014, la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité a de nouveau fortement diminué, de 28,0 %, comme

en 2013 et 2012 (respectivement - 12,4 % et - 21,1 %). La forte croissance enregistrée en 2009 et 2010 (respectivement + 14,1 % et + 26,9 %), s'est en effet interrompue en 2011 (- 0,7 %). La raison principale en est l'essor, à partir de 2009, 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 et l'usage d'un combustible relativement moins émetteur de gaz à effet de serre que le charbon ou le fioul. La construction de nouvelles centrales s'est multipliée avant que des facteurs ne viennent en gripper le modèle économique : prix de gros 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 46 % en 2014, après des baisses de 15,5 % en 2013 et de 42,0 % en 2012. Il s'agit en outre de moyens de production de pointe et de semi-base, en général sollicités lorsque les consommations sont élevées. Or, les températures exceptionnellement douces en 2014 ont limité le recours à ces centrales.

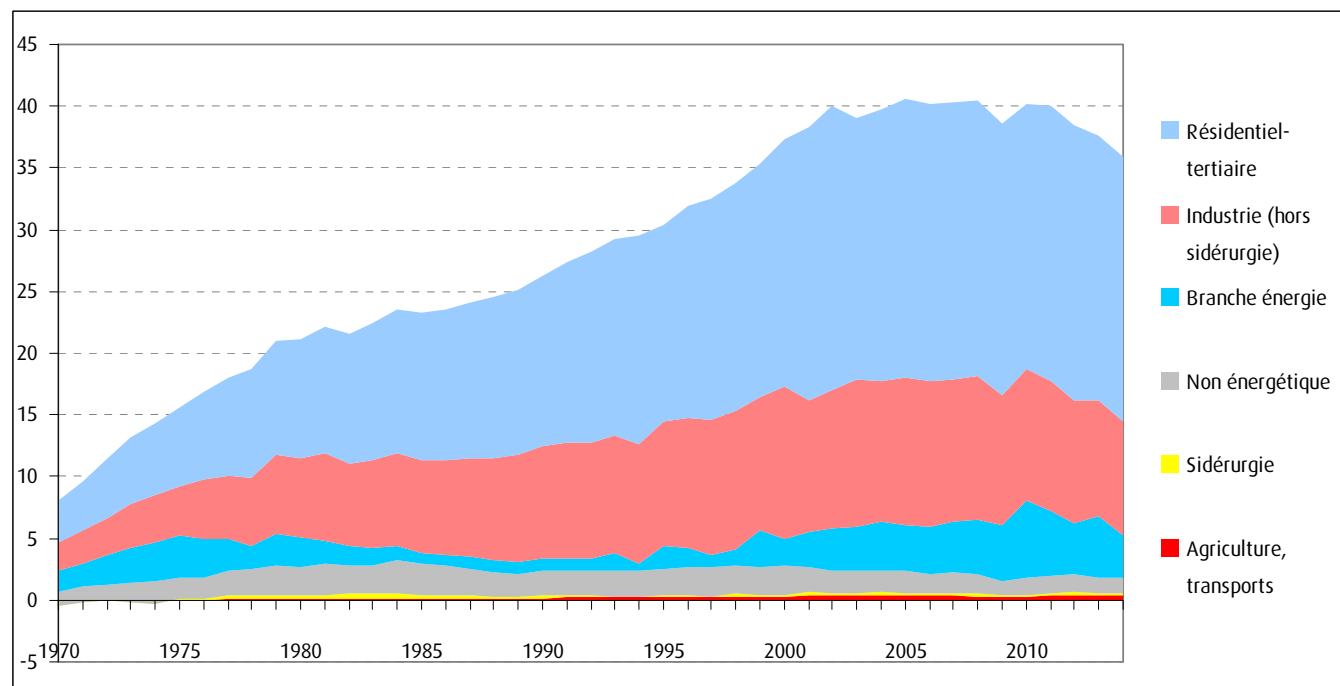
Les utilisations non énergétiques du gaz naturel, orientées principalement vers la fabrication d'engrais, mais aussi la fabrication de produits industriels de base tels que l'hydrogène, l'ammoniac ou encore le noir de carbone, sont estimées en très légère baisse de 0,9 % en 2014, après un net retrait de 9,1 % en 2013.

L'utilisation du gaz naturel dans les transports augmente légèrement en 2014 (+ 1,5 %), à peine moins qu'en 2013 (+ 1,7 %). 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. L'autorisation récente en France du GNL porté¹³ devrait favoriser son utilisation 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.

¹³ Gaz Naturel Liquéfié acheminé par camion citerne jusqu'au lieu de consommation

Figure 5.4.1 : 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

Figure 5.4.2 : consommation primaire de gaz naturel* par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Branche énergie	2,9	1,1	3,5	4,1	4,9	3,3	-5,5	10,2	1,7	19,8	-32,2
Consommation finale	8,7	23,3	34,7	32,9	31,3	31,3	6,0	3,4	-0,5	-4,9	-0,2
dont :											
Industrie (yc sidérurgie)	3,2	9,3	11,4	10,3	9,5	9,5	6,5	1,7	-1,4	-7,4	-0,1
Résidentiel-tertiaire	5,5	13,8	22,9	22,3	21,4	21,4	5,6	4,3	-0,3	-3,9	-0,2
dont résidentiel	n.d.**	n.d.	17,0	16,5	15,8	15,8	n.d.	n.d.	-0,3	-3,9	-0,2
dont tertiaire	n.d.	n.d.	6,0	5,8	5,6	5,6	n.d.	n.d.	-0,3	-4,0	-0,2
Non énergétique	1,7	1,9	1,8	1,4	1,3	1,3	0,9	-0,6	-2,3	-9,1	-0,9
Total consommation primaire	13,2	26,3	40,0	38,5	37,6	35,9	4,1	3,6	-0,4	-2,4	-4,4

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

** n.d. : non disponible.

Source : SOeS, d'après les sources par énergie

5.5 - Énergies renouvelables thermiques (EnRt) et déchets : les transports et le résidentiel dynamisent la consommation primaire

Après correction des variations climatiques, la consommation primaire de l'ensemble des énergies renouvelables thermiques et des déchets faisant l'objet d'une valorisation énergétique croît de 3,2 % en 2014, à 18,0 Mtep. Elle augmente ainsi de façon ininterrompue depuis 2005, à un rythme toutefois légèrement ralenti par rapport aux deux années précédentes (+ 4,1 % en 2013 et + 5,7 % en 2012), du fait d'une stabilité dans l'industrie et d'une moindre progression dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Avant correction des variations climatiques, la consommation primaire s'élève à 16,6 Mtep, en baisse de 6,9 % sur l'année. La correction est très importante cette année : 2014 est l'année « la plus chaude du siècle » (figure 5.5.1).

La consommation primaire de l'énergie issue des filières renouvelables thermiques et de la valorisation des déchets se répartit de façon relativement stable entre secteurs depuis 2009. Le secteur résidentiel consomme à lui seul plus de la moitié de ces énergies (55 %), suivi du transport (16 %). La consommation dans le tertiaire et dans l'agriculture est très marginale.

La consommation de la branche énergie, avec 2,3 Mtep, baisse en 2014 (- 2,1 %). En effet, les déchets incinérés dans les centrales électriques continuent de baisser en 2014 (- 9 %) ; or ils représentent 64 % des combustibles renouvelables et déchets utilisés par la branche énergie. Le biogaz quant à lui représente 17 % du combustible utilisé par la branche énergie et continue sa progression en 2014 (+ 15 %).

En 2014, la consommation finale d'énergies renouvelables thermiques et déchets, corrigée des variations climatiques, atteint 15,7 Mtep. Elle est en hausse de 4,1 % sur l'année, après une progression de 5,5 % en 2013.

Avec 9,8 Mtep, en progression de 3,1 % en 2014 et de 4,5 % en 2013, la consommation dans le secteur résidentiel d'énergies renouvelables thermiques, corrigée des variations climatiques, continue de progresser et tire la consommation finale totale à la hausse. Le secteur résidentiel représente la part la plus importante, soit 63 %, de la consommation finale des énergies renouvelables thermiques ou issues de la valorisation des déchets.

Ce secteur consomme des combustibles ou de la chaleur d'origine géothermique, aérothermique ou solaire. La chaleur est utilisée à des fins de chauffage par les ménages. Le bois-énergie représente 76 % de cette consommation, suivi des pompes à chaleur (16 %), de l'énergie produite par valorisation des déchets

(5 %), de la géothermie (2 %) et du solaire thermique (à peine 1 %).

Le nombre de logements équipés d'appareils de chauffage au bois a augmenté : de 5,7 millions en 2006 il est passé à près de 7 millions en 2013. Cependant, les consommations par logement (corrigées de variations climatiques) ont légèrement baissé du fait notamment de l'amélioration des performances des appareils de chauffage.

La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques dans le secteur des transports s'élève à 3,0 Mtep. Elle se compose essentiellement de biocarburants (biodiesel et bioéthanol) incorporés au diesel ou à l'essence. Elle est en nette progression (+ 10,0 %) en 2014, après une faible hausse (+ 0,3 %) en 2013. La progression enregistrée en 2014 est surtout le fait de la filière biodiesel et s'explique par deux phénomènes. D'une part, les objectifs d'incorporation des biocarburants dans la filière gazole ont été relevés de 7,0 % à 7,7 % et, dans le calcul de la taxe sur les activités polluantes (TGAP), le taux est diminué à proportion des volumes de biocarburants incorporés dans les carburants mis sur le marché. D'autre part, le niveau de consommation avait été faible en 2013 suite à l'arrêt temporaire d'unités de production.

En raison de la forte progression des biocarburants entre 2005 et 2008, la part des transports dans la consommation finale est passée de 6 % à 19 %. Elle est restée assez stable depuis.

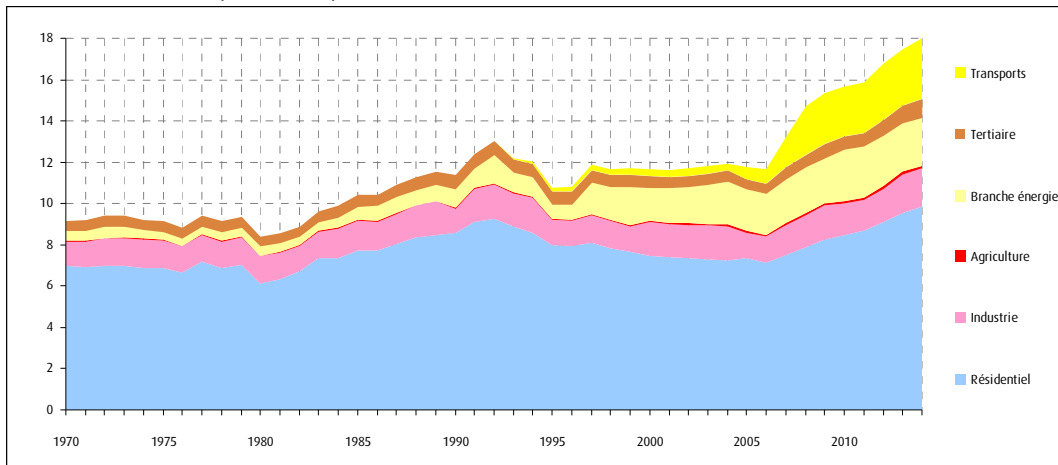
La consommation finale dans l'industrie s'élève à 1,9 Mtep. Elle reste stable en 2014, après une progression de 18,7 % en 2013. Bien que l'on constate un ralentissement de l'activité dans certains secteurs industriels tels que l'industrie du papier-carton ou les industries agroalimentaires, la biomasse solide et les déchets sont des combustibles facilement mobilisables par ces industries et peu onéreux. L'industrie représente environ 12 % de la consommation finale. Cette part est assez stable depuis 2005.

Avec 0,9 Mtep en 2014, le tertiaire représente environ 6 % de la consommation finale d'énergie issues des filières renouvelables thermiques ou de la valorisation des déchets. Les consommations dans le tertiaire progressent de 6,4 % sur l'année, soit un peu moins qu'en 2013 (+ 8,7 %) – (figures 5.5.2 et 5.5.3).

Comme dans le secteur résidentiel, la progression des consommations dans le secteur tertiaire s'explique en partie par l'arrivée à terme de différents projets financés par des dispositifs tels que le fonds chaleur géré par l'Ademe.

Figure 5.5.1 : consommation primaire d'énergies renouvelables thermiques et déchets par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : SOeS, d'après les sources par filière

Figure 5.5.2 : consommation primaire d'énergies renouvelables thermiques et déchets par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

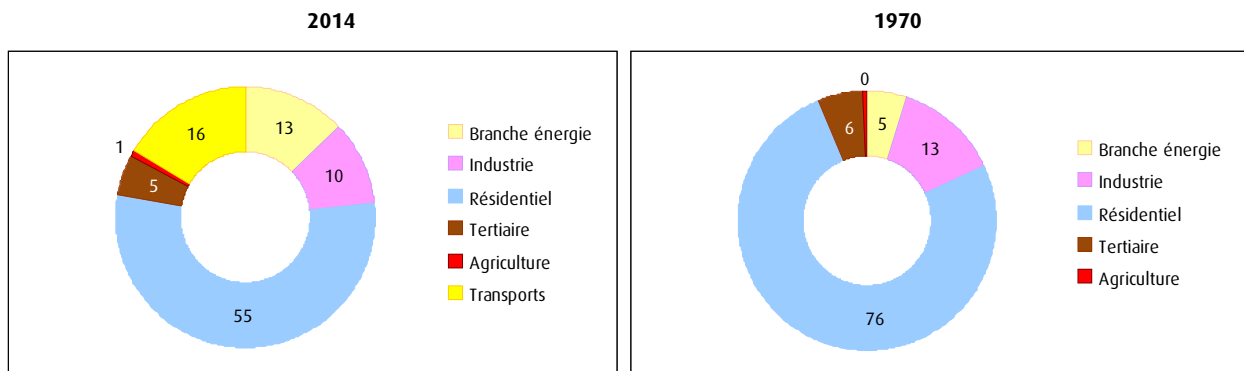
	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Branche énergie	0,5	0,9	1,8	2,5	2,4	2,3	3,5	5,7	3,3	-3,7	-2,1
Consommation finale	8,9	10,5	9,9	14,3	15,1	15,7	1,0	- 0,4	3,7	5,5	4,1
Industrie (yc sidérurgie)	1,4	1,2	1,6	1,6	1,9	1,9	- 0,7	2,5	-0,3	18,7	0,0
Résidentiel-tertiaire	7,5	9,2	7,9	9,9	10,4	10,7	1,2	- 1,3	2,3	4,8	3,3
dont résidentiel (e)	7,0	8,6	7,3	9,1	9,5	9,8	1,2	- 1,3	2,2	4,5	3,1
dont tertiaire (e)	0,5	0,6	0,6	0,8	0,8	0,9	1,2	- 1,3	3,4	8,7	6,4
Agriculture	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,3	4,4	5,6	0,3	0,1
Transports	0,0	0,0	0,3	2,7	2,7	3,0	-	-	23,2	0,3	10,0
Total consommation primaire	9,4	11,4	11,7	16,8	17,4	18,0	1,1	0,2	3,7	4,1	3,2

(e) estimation jusqu'à 2002.

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

Figure 5.5.3 : répartition de la consommation primaire d'énergies renouvelables thermiques et déchets par secteur en 2014 et 1970

Données corrigées des variations climatiques, en %



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

5.6 - Consommation d'électricité primaire

La consommation d'électricité primaire¹⁴ non corrigée des variations climatiques est en repli de 2,5 % en 2014 par rapport à 2013, à 460,1 TWh. Cette évolution est principalement due à la douceur exceptionnelle du climat de 2014 (+ 1,5°C en moyenne par rapport à 2013). En effet, après correction des variations climatiques, la consommation d'électricité primaire est stable en données exprimées en TWh (*figure 5.6.1*).

En l'absence de pic de froid marqué, le maximum de puissance appelée dans l'année s'est produit le mardi 9 décembre 2014 d'après Réseau de transport d'électricité (RTE). À 82,5 GW, cette pointe de consommation est inférieure de 11 % à celle de 2013 et de 19 % au record absolu de 102,1 GW le 8 février 2012. Il faut remonter à décembre 2004 pour observer une pointe de consommation aussi faible (81,4 GW).

En revanche, du fait de l'usage de coefficients d'équivalence différents selon l'origine de l'électricité (*encadré méthodologique*), la consommation primaire corrigée des variations climatiques exprimée en tonne-équivalent-pétrole (tep) a progressé de 2,0 % en 2014, à 116,6 Mtep, après avoir stagné en 2013.

La baisse de la consommation d'électricité de la branche énergie¹⁵, entamée en 2011, se poursuit en 2014, à un rythme comparable à 2012 et 2013, pour un total de 77,2 TWh. La meilleure disponibilité du parc nucléaire et la plus faible hydraulité ont favorisé les pompages des stations de turbinage et de pompage (Step), dont la consommation est passée de 7,1 TWh à 8,0 TWh entre 2013 et 2014. De même, les pertes sur le réseau électrique ont diminué mécaniquement avec la baisse de la production et des injections. *A contrario*, après deux années de forte baisse, la consommation des raffineries progresse de nouveau.

Mesurée en données réelles, la consommation finale d'électricité a baissé de 6,2 % en 2014, à 418,6 TWh, notamment du fait des conditions météorologiques particulièrement clémentes. Après correction des variations climatiques, la consommation finale d'électricité diminue en définitive de 3,6 %.

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 2014, sa consommation est en net repli (- 8,5 %). Corrigées des variations climatiques, les évolutions des dernières années sont moins contrastées et la baisse de 2014 est ramenée à 4,7 %.

Après avoir chuté de presque 26 % en 2009 du fait de la crise économique, la consommation d'électricité de la sidérurgie s'était nettement redressée les deux années suivantes, avant de se replier de nouveau en 2012 et en 2013. Elle rebondit légèrement en 2014 (+ 1,0 %, à 10,5 TWh), avec la progression de la production d'acier électrique (+ 1,3 %). La consommation d'électricité dans le reste de l'industrie recule pour la quatrième année consécutive (- 1,2 % à 9,08 Mtep) dans le sillage de l'activité industrielle.

La consommation d'électricité par les transports ferroviaires est en baisse, au même rythme que celle des transports urbains, de - 2,8 % au total entre 2013 et 2014.

Après avoir augmenté chaque année entre 2009 et 2013, la consommation d'électricité des exploitations agricoles a été stable en 2014, à 8,8 TWh (0,75 Mtep), selon les premières estimations du SOeS (*figure 5.6.2*).

¹⁴ La consommation d'électricité primaire comprend la consommation brute de la branche énergie et 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.

¹⁵ Cf. Annexes. Comprend notamment les pertes du réseau électrique (les données en TWh n'incluent pas les pertes thermiques des centrales nucléaires, contrairement aux données en Mtep).

Coefficients d'équivalence de l'électricité

Pour agréger les différentes formes d'énergie, il faut un « coefficient d'équivalence ». Or, 1 kWh obtenu à partir d'une prise de courant doit-il être comparé à la quantité de fioul mobilisée pour le produire dans une centrale (« équivalence à la production ») ou à la quantité de chaleur « contenue » qu'il peut dissiper dans une résistance électrique branchée à la prise (« équivalence à la consommation ») ? Le premier est 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. La convention adoptée par les instances internationales (Agence internationale de l'énergie, Eurostat) 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 alors $0,086/0,33 = 0,260606$ tep/MWh. En effet, il faut en moyenne 3 kWh de chaleur pour produire 1 kWh d'électricité, le solde constituant les pertes calorifiques liées à cette transformation. Cela 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.

Figure 5.6.1 : consommation d'électricité primaire par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

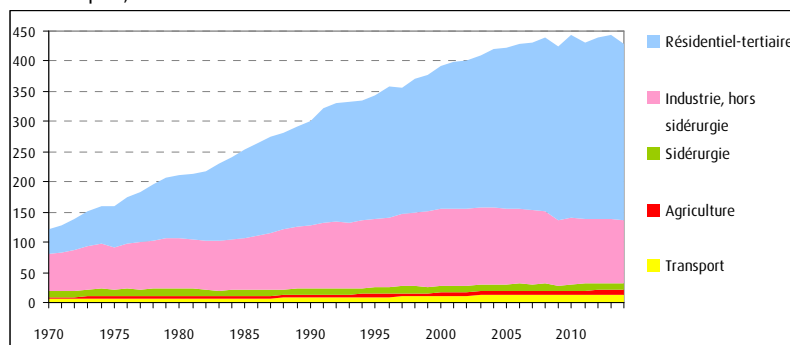
	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Branche énergie	-5,2	57,3	79,0	76,5	76,2	79,8	-	2,7	-0,3	-0,4	4,7
Consommation finale	13,0	25,9	34,4	37,7	38,1	36,8	4,2	2,4	0,9	1,1	-3,6
Sidérurgie	1,0	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	-0,6	0,6	-0,6	-1,6	1,0
Industrie (hors sidérurgie)	6,2	9,0	11,0	9,3	9,2	9,1	2,2	1,7	-1,7	-0,9	-1,2
Résidentiel-tertiaire	4,9	14,9	20,9	25,8	26,2	25,0	6,8	2,9	2,1	1,8	-4,7
dont résidentiel	n.d. ^o	n.d.	11,4	13,6	13,9	13,0	n.d.	n.d.	1,8	1,6	-6,1
dont tertiaire	n.d.	n.d.	9,6	12,1	12,4	12,0	n.d.	n.d.	2,4	2,0	-3,1
Agriculture	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8	0,8	2,1	2,3	2,6	3,7	-0,1
Transports	0,6	0,7	0,9	1,1	1,1	1,1	1,5	2,2	1,5	1,0	-2,8
Total consommation primaire	7,7	83,2	113,4	114,2	114,3	116,6	15,0	2,6	0,1	0,1	2,0

n.d. : non disponible.

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

Figure 5.6.2 : évolution de la consommation finale d'électricité

Données corrigées des variations climatiques, en TWh



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



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

6.1 - Troisième année consécutive de recul de la consommation finale d'énergie

En 2014, la consommation finale d'énergie¹⁶, corrigée des variations climatiques, tous usages confondus, est en baisse de 0,3 % par rapport à 2013. Elle s'établit à 164 Mtep, après 164,5 Mtep en 2013 et plusieurs années autour de 167 Mtep (figure 6.1.1).

La consommation finale énergétique corrigée des variations climatiques, en baisse continue depuis trois ans, recule légèrement (- 0,7 %) pour atteindre 150 Mtep en 2014. Les évolutions sectorielles en sont relativement homogènes. Ainsi, le repli dans l'industrie est de - 0,9 %, nettement moins marqué qu'en 2013 et 2012 où il avoisinait - 3 %. L'agriculture, le secteur résidentiel

et le secteur tertiaire enregistrent chacun une baisse de la consommation légèrement supérieure à 1 %. Seul le secteur des transports se démarque avec une quasi-stabilité de la consommation (+ 0,2 %) – (figures 6.1.2 et 6.1.3).

La consommation non énergétique¹⁷ progresse nettement en 2014 (+ 4,2 %) en rupture avec le recul de 2013 (- 5,3 %). Elle atteint 14,0 Mtep en 2014.

¹⁶ Consommation finale d'énergie : consommation totale d'énergie primaire diminuée de la consommation de la « branche énergie » (centrales électriques, raffineries, consommations internes et pertes).

¹⁷ Qui comprend par exemple, naphta pour les plastiques, bitumes pour les routes, gaz naturel pour la fabrication d'engrais, etc.

Figure 6.1.1 : consommation finale d'énergie par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Consommation finale énergétique											
Résidentiel-tertiaire	56,2	57,7	67,8	68,7	68,5	67,7	0,2	1,4	0,1	-0,3	-1,2
dont résidentiel	n.d.*	n.d.	46,1	46,4	46,3	45,8	n.d.	n.d.	0,1	-0,1	-1,2
dont tertiaire	n.d.	n.d.	21,7	22,3	22,2	21,9	n.d.	n.d.	0,3	-0,7	-1,1
Transports	25,9	40,8	50,1	49,1	48,7	48,8	2,7	1,7	-0,2	-0,6	0,2
Industrie	47,9	38,2	36,8	29,9	29,1	28,8	-1,3	0	-2,1	-2,6	-0,9
dont sidérurgie	12,5	6,7	6,1	4,8	4,9	5,1	-3,4	-1,1	-2,4	3,0	3,9
Agriculture	3,6	4,0	4,5	4,5	4,7	4,7	0,5	0,9	0,0	5,3	-1,2
Total consommation finale énergétique	133,6	140,7	159,2	152,1	151,0	150,0	0,3	1,1	-0,5	-0,7	-0,7
Consommation finale non énergétique	10,9	12,4	16,1	14,2	13,4	14,0	0,8	1,4	-1,3	-5,3	4,2
Consommation finale	144,6	153,1	175,3	166,3	164,5	164,0	0,3	1,1	-0,5	-1,1	-0,3

n.d. : non disponible.

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

Figure 6.1.2 : structure sectorielle de la consommation finale énergétique

Données corrigées des variations climatiques, en %

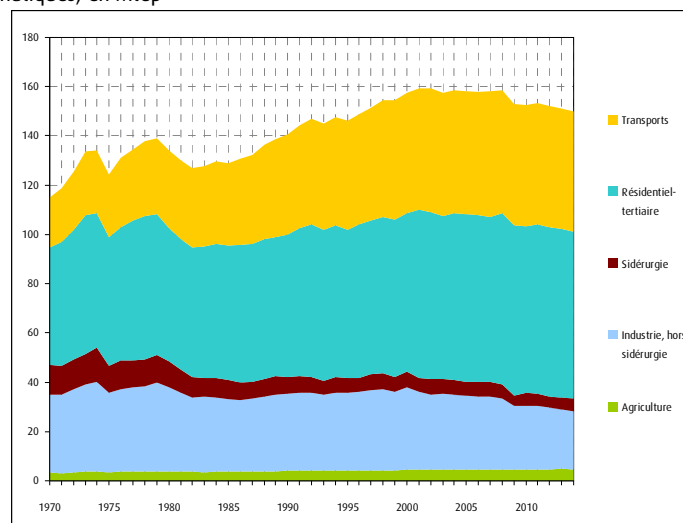
	1973	1990	2002	2012	2013	2014
Résidentiel-tertiaire	42,0	41,0	42,6	45,2	45,4	45,1
dont résidentiel	n.d.	n.d.	29,0	30,5	30,7	30,5
dont tertiaire	n.d.	n.d.	13,6	14,7	14,7	14,6
Transports	19,4	29,0	31,5	32,3	32,3	32,6
Industrie	35,9	27,1	23,1	19,6	19,2	19,2
dont sidérurgie	9,4	4,7	3,8	3,2	3,3	3,4
Agriculture	2,7	2,8	2,8	3,0	3,1	3,1
Total énergétique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

n.d. : non disponible.

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

Figure 6.1.3 : 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 : baisse de la consommation finale d'énergie

En 2014, la consommation énergétique corrigée des variations climatiques des secteurs résidentiel et tertiaire est en diminution (- 1,2 %). La contraction est ainsi plus forte qu'en 2013 (- 0,3 %). Elle touche de manière à peu près équivalente ces deux secteurs (- 1,2 % pour le résidentiel et - 1,1 % pour le tertiaire) - (figures 6.2.1 et 6.2.2).

La baisse provient principalement de la consommation électrique : - 4,7 % en 2014, dans l'ensemble résidentiel-tertiaire. Elle intervient après deux années consécutives de progression (+ 2,9 % en 2012, puis + 1,8 % en 2013), qui s'inscrivaient dans une tendance de moyen terme.

Cette diminution touche particulièrement le secteur résidentiel (- 6,1 %). Le ralentissement du chauffage électrique dans la construction neuve ne suffit probablement pas à l'expliquer. Il est possible que la correction climatique n'ait que partiellement atténué certains effets, en raison des particularités des années 2013 (températures moyennes, mais hiver et printemps froids) et 2014 (année exceptionnellement chaude, mais été frais). En données réelles, la consommation électrique du secteur résidentiel a ainsi diminué de 11,2 %.

Dans le secteur tertiaire, la diminution de la consommation électrique, corrigée des variations climatiques, est élevée mais plus limitée que dans le secteur résidentiel (- 3,1 %).

La consommation finale de produits pétroliers remonte légèrement en 2014 (+ 0,9 %), rompant ainsi avec la tendance de long terme marquée par un déclin régulier depuis la fin des années 1970. La chute des prix en 2014 a pu favoriser un regain

d'intérêt pour cette énergie. L'augmentation est surtout portée par le secteur tertiaire, où la consommation a progressé de 3,0 %. *A contrario*, cette dernière stagne dans le secteur résidentiel (- 0,2 %), dans le fil de la baisse tendancielle observée depuis de nombreuses années.

La consommation finale de gaz naturel diminue de façon parallèle dans les deux secteurs en 2014 (- 0,2 % après - 3,9 % en 2013). L'année 2014 s'inscrit ainsi dans une tendance de moyen terme à la stabilisation depuis le début des années 2000, après une augmentation continue pendant trente ans (+ 6,1 % en moyenne entre 1970 et 2002).

Les énergies renouvelables poursuivent en 2014 leur ascension : + 3,3 % après + 4,8 % en 2013. Cette forte progression s'inscrit dans la continuité des années précédentes : + 4,1 % par an en moyenne depuis 2007 sur l'ensemble du secteur. La quasi-totalité de la consommation (92 %) est concentrée dans le secteur résidentiel : il s'agit principalement de bois, ainsi que de pompes à chaleur.

De manière générale, les bouquets énergétiques des deux secteurs, résidentiel et tertiaire, sont assez différents. La part de l'électricité est beaucoup plus importante dans le tertiaire (55 %) que dans le résidentiel (28 %), en raison de son utilisation intensive pour la bureautique et pour la climatisation. À l'inverse, les énergies renouvelables représentent 21 % de la consommation finale énergétique du résidentiel, mais seulement 4 % dans le tertiaire.

Figure 6.2.1 : consommation finale des secteurs résidentiel et tertiaire par forme d'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

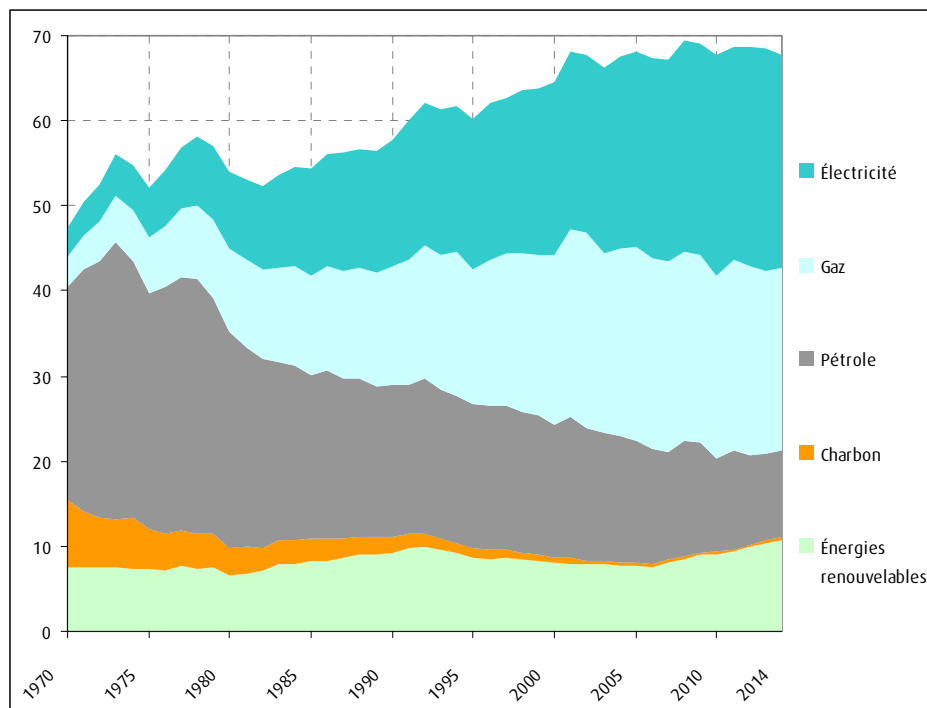
	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Total	56,2	57,7	67,8	68,7	68,5	67,7	0,2	1,4	0,1	-0,3	-1,2
dont résidentiel	n.d. ⁹	n.d.	46,1	46,4	46,3	45,8	n.d.	n.d.	0,1	-0,1	-1,2
dont tertiaire	n.d.	n.d.	21,6	22,3	22,2	21,9	n.d.	n.d.	0,3	-0,7	-1,1
Électricité	4,9	14,9	20,9	25,8	26,2	25,0	6,8	2,9	2,1	1,8	-4,7
dont résidentiel	n.d.	n.d.	11,4	13,6	13,9	13,0	n.d.	n.d.	1,8	1,6	-6,1
dont tertiaire	n.d.	n.d.	9,6	12,1	12,4	12,0	n.d.	n.d.	2,4	2,0	-3,1
Gaz	5,5	13,8	22,9	22,3	21,4	21,4	5,6	4,3	-0,3	-3,9	-0,2
dont résidentiel	n.d.	n.d.	17,0	16,5	15,8	15,8	n.d.	n.d.	-0,3	-4,0	-0,2
dont tertiaire	n.d.	n.d.	6,0	5,8	5,6	5,6	n.d.	n.d.	-0,3	-3,8	-0,2
Pétrole	32,7	18,0	15,6	10,5	10,2	10,3	-3,5	-1,2	-3,9	-2,4	0,9
dont résidentiel	n.d.	n.d.	10,2	7,0	7,0	7,0	n.d.	n.d.	-3,7	-0,2	-0,2
dont tertiaire	n.d.	n.d.	5,4	3,5	3,2	3,3	n.d.	n.d.	-4,3	-6,7	3,0
Énergies renouvelables	7,5	9,2	7,9	9,9	10,4	10,7	1,2	-1,3	2,3	4,8	3,3
dont résidentiel	n.d.	n.d.	7,3	9,1	9,5	9,8	n.d.	n.d.	2,2	4,5	3,1
dont tertiaire	n.d.	n.d.	0,6	0,8	0,8	0,9	n.d.	n.d.	3,4	8,7	6,4
Charbon	5,6	1,8	0,5	0,3	0,3	0,3	-6,4	-10,5	-5,0	-3,8	10,2
dont résidentiel	n.d.	n.d.	0,3	0,2	0,2	0,2	n.d.	n.d.	-4,9	-3,6	11,3
dont tertiaire	n.d.	n.d.	0,1	0,1	0,1	0,1	n.d.	n.d.	0,4	-4,8	8,9

n.d. : non disponible.

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

Figure 6.2.2 : consommation finale d'énergie dans les secteurs résidentiel et tertiaire

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



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

6.3 - Consommation finale d'énergie des transports : stable en 2014

En 2014, la consommation finale d'énergie du secteur des transports atteint 48,8 Mtep et reste stable par rapport à 2013 (+ 0,2 %). Après une période de forte croissance entre 1985 et 2002 (+ 2,4 % en moyenne annuelle), elle s'effrite doucement depuis, au rythme de - 0,2 % par an en moyenne entre 2003 et 2014 (*figure 6.3.1*).

D'après les premières estimations du SOeS¹⁸, le transport intérieur terrestre de marchandises, mesuré en tonnes-kilomètres, recule nettement en 2014 (- 2,9 %), dans le sillage du fret routier (- 3,6 %). Le fret fluvial se contracte aussi (- 2,1 %), principalement du fait de la baisse du transport de matériaux de construction et de déchets de chantier due au recul de l'activité du BTP. À l'inverse, le fret ferroviaire intérieur progresse (+ 0,6 %), porté par le regain de l'activité internationale (+ 2,2 %). Le fret routier reste toutefois largement prédominant avec 80 % des tonnes-kilomètres transportés par voie terrestre, tandis que le rail en représente 16 % et le fluvial 4 %.

Le transport en véhicule particulier, qui représente environ 80 % des voyageurs-kilomètres, augmente de + 0,8 %. En Ile-de-France, les transports collectifs s'accroissent de 2,3 %, suite notamment à l'essor du réseau de surface : tramway (+ 10,9 %) et, dans une moindre mesure, Transilien (+ 2,3 %). Au niveau national, le transport ferroviaire fléchit de 1,2 % en 2014, comme en 2013. Le transport de voyageurs par trains interurbains (hors trains à grande vitesse) est le plus touché (- 5,5 %). Le transport par trains à grande vitesse est quant à lui stable (- 0,1 %).

Dans ce contexte, les livraisons de carburants issus du pétrole (essence, gazole, GPL carburant, carburateurs, hors biocarburants incorporés) progressent très légèrement, de 0,4 %. Elles s'établissent ainsi à 45,0 Mtep. La moitié est consommée par le transport de voyageurs en véhicule particulier. Un tiers est employé par l'activité du transport routier de marchandises. Le reste se répartit entre les transports aérien, fluvial et côtier, ainsi que ferroviaire.

En 2014, les livraisons de gazole routier (hors biodiésel incorporé) remontent de 0,7 %, après un infime fléchissement de 0,1 % en 2013. Elles représentent 70 % des livraisons totales de carburants pétroliers en France. La tendance s'inverse aussi pour les livraisons de supercarburant (hors bioéthanol incorporé) - (+ 0,2 %), alors qu'elles étaient en diminution franche depuis plusieurs années. En effet, entre 2003 et 2013, elles ont reculé de 6,5 % par an en moyenne.

La consommation de biocarburants incorporés dans les carburants pétroliers a augmenté de 10 % en 2014 par rapport à 2013.

La consommation d'électricité chute de 2,8 %. Cela s'explique par la nette contraction du transport ferroviaire au niveau national, tendance qui est peu compensée par le dynamisme des transports en commun urbains fonctionnant à l'électricité.

La consommation de gaz naturel augmente de 1,5 %. Au 1^{er} janvier 2015, on compte presque 2 000 bus roulant au gaz naturel en France. Cet effectif reste marginal, bien qu'il progresse rapidement, de 25 % par an en moyenne depuis 2011 (*figure 6.3.2*).

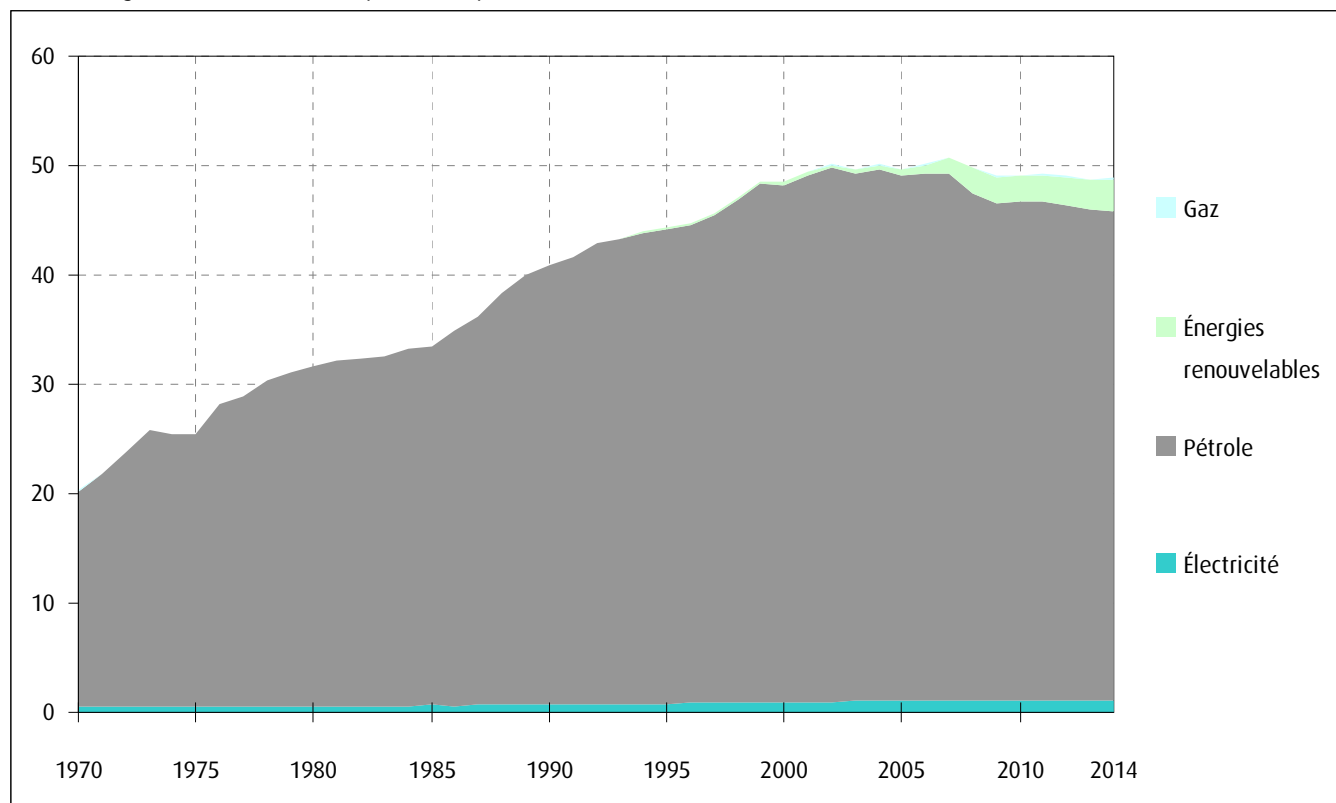
Au final, le bouquet énergétique dans le secteur des transports est stable en 2014 : 92 % pour les produits pétroliers, 5,5 % pour les énergies renouvelables et 2,2 % pour l'électricité. La consommation de gaz naturel des transports reste négligeable.

À 6,5 Mtep, les ventes de carburateurs diminuent de 0,7 % en 2014. Les livraisons de carburants dans les ports français pour les liaisons maritimes internationales, dites soutes maritimes internationales, sont en baisse de 14,9 %, à 1,8 Mtep. Par convention, les soutes maritimes internationales ne sont pas comptabilisées dans le bilan national de l'énergie, contrairement aux soutes aériennes internationales.

¹⁸ Les résultats relatifs à la structure de l'activité de transports proviennent de la publication du SOeS : *La conjoncture des transports au quatrième trimestre 2014*, Chiffres & statistiques n° 628, avril 2015.

Figure 6.3.1 : consommation finale d'énergie des transports

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



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

Figure 6.3.2 : consommation finale d'énergie des transports

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre	Entre	Entre	Entre	Entre
							1973 et	1990 et	2002 et	2012 et	2013 et
	1990	2002	2012	2013	2014						
Total	25,9	40,8	50,1	49,1	48,7	48,8	2,7	1,7	-0,2	-0,6	0,2
dont pétrole	25,3	40,1	48,8	45,2	44,9	44,7	2,8	1,7	-0,8	-0,7	-0,3
énergies renouvelables	0,0	0,0	0,3	2,7	2,7	3,0	-	-	23,2	0,3	10,0
électricité	0,6	0,7	0,9	1,1	1,1	1,1	1,5	2,2	1,5	1,0	-2,8
gaz	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	-	-	13,0	1,7	1,5

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

6.4 - Consommation finale d'énergie de l'industrie : baisse modérée de la consommation de 0,9 %

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.), qui est affecté à une branche spécifique, la branche "énergie". Par ailleurs, les usages énergétiques de l'énergie sont distingués de ses usages non énergétiques, c'est-à-dire de l'utilisation des molécules 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 0,9 % en 2014, à 28,8 Mtep. Entre 1990 et 2008, elle était relativement stable. Puis elle a fortement chuté en 2009, suite à la crise économique, atteignant un premier plancher de 30,2 Mtep (- 13,0 %). Le redressement de 2010 (+ 3,5 %) n'a pas rattrapé ce décrochage, d'autant que les années suivantes n'ont connu que des baisses. Ainsi, entre 2011 et 2014, la consommation finale de l'industrie a reculé de - 2,1 % par an en moyenne. En 2014, elle atteint donc son plus bas niveau depuis l'origine des séries du bilan de l'énergie en 1970 (*figure 6.4.1*).

Selon l'indice de production industrielle de l'Insee (IPI), la production de l'industrie, au sens du bilan, continue de se contracter en 2014, tirée par le déclin de la construction (- 0,9 %). La baisse a toutefois ralenti : - 0,4 % en 2014, après - 1,5 % en 2013 et - 2,7 % en 2012. Dans son ensemble, la production manufacturière reste stable (+ 0,1 %). Cette stabilité globale masque quelques disparités notables, en particulier au sein des industries grandes consommatrices d'énergie. Ainsi, la production continue de reculer dans la fabrication de plâtres, chaux et ciments (- 6,2 %), dans l'industrie sucrière (- 4,1 %), dans celle du papier et du carton (- 3,9 %) et dans la fabrication d'engrais (- 3,6 %). À l'inverse, elle a tendance à progresser dans les autres secteurs de la chimie, elle bondit dans la sidérurgie (+ 7,0 %) et se redresse dans la métallurgie (+ 1,9 %).

La baisse de la consommation finale de l'industrie en 2014 affecte donc différemment les énergies (*figure 6.4.2*).

La demande d'électricité, principale énergie utilisée dans l'industrie, diminue cette année de 1,0 %. Elle décline pour la quatrième année consécutive, ce qui la ramène à son niveau de 1990.

La consommation de gaz est moins touchée : elle diminue de 0,1 % en 2014, après un décrochage de 7,4 % en 2013. Elle suit notamment l'évolution de la fabrication d'engrais azotés, très demandeuse de gaz naturel : ce secteur recule de 3,6 % en 2014, après un repli de 6,0 % en 2013, mais un bond de 20 % en 2012.

La reprise de la sidérurgie, qui absorbe près des trois quarts du charbon dans l'industrie, entraîne dans son sillage la consommation de ce combustible, qui augmente de + 1,1 %. L'effet est d'autant plus marqué que le regain d'activité ne concerne que sa filière fonte, plus consommatrice de combustibles minéraux solides que sa filière électrique, stable.

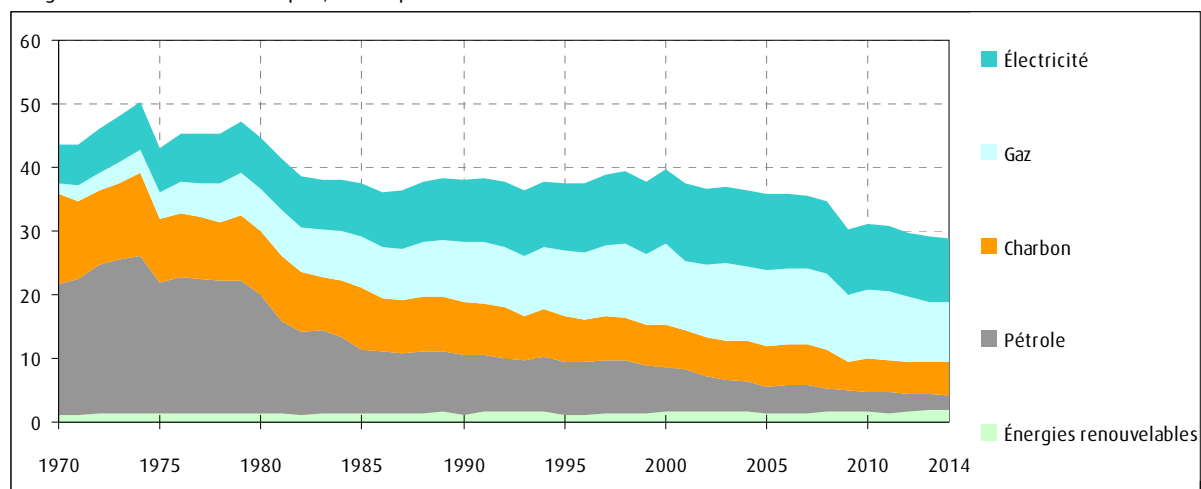
À l'inverse, la consommation de produits pétroliers dans l'industrie plonge de 8,2 % en 2014, entraînée principalement par l'effondrement d'environ 37 % de la demande de fioul lourd et, à un degré moindre, le repli du coke de pétrole (- 5 %). La contraction des principales industries utilisant des combustibles pétroliers, notamment la fabrication de plâtres, chaux et ciments, n'explique que partiellement une telle diminution. On peut donc supposer l'existence d'effets de substitution entre énergies qui jouent en défaveur de ces combustibles.

La consommation des énergies renouvelables serait stable en 2014 par rapport à 2013. La production de papier-carton en absorbe près de 60 %. À plus de 80 %, les énergies renouvelables consommées dans l'industrie sont des déchets de bois à usage énergétique et des résidus agricoles. Ceux-ci sont brûlés par les établissements industriels pour produire de la chaleur, ensuite utilisée dans leurs processus de fabrication ou revendue à d'autres.

En dix ans, le bouquet énergétique final de l'industrie a peu évolué. En 2014, l'électricité représente 35 % du mix, part quasi égale à celle du gaz (33 %). Les deux restent largement prépondérants devant le charbon (18 %). Le pétrole a nettement reculé, passant de 13 % en 2004 à 8 % en 2014. À l'opposé, la part des énergies renouvelables a progressé sensiblement : elle est passée de 4,6 % en 2004 à 6,5 % en 2014.

Figure 6.4.1 : consommation finale énergétique de l'industrie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



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

Figure 6.4.2 : consommation finale énergétique de l'industrie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Total	47,9	38,2	36,8	29,9	29,1	28,8	-1,3	-0,3	-2,1	-2,6	-0,9
Gaz	3,2	9,3	11,4	10,3	9,5	9,5	6,5	1,7	-1,1	-7,4	-0,1
Électricité	7,2	9,9	12,0	10,2	10,1	10,0	1,9	1,6	-1,6	-0,9	-1,0
Pétrole	24,1	9,3	5,7	2,9	2,4	2,2	-5,4	-4,1	-6,4	-16,3	-8,2
Charbon	12,1	8,4	6,1	4,9	5,2	5,2	-2,1	-2,7	-2,0	5,0	1,1
Énergies renouvelables	1,4	1,2	1,6	1,6	1,9	1,9	-0,7	2,5	-0,3	18,7	0,0

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

6.5 - Consommation finale d'énergie dans le secteur agriculture-pêche : stabilité de la consommation

En 2014, la consommation finale d'énergie de l'agriculture et de la pêche s'établit à 4,67 Mtep, en repli de - 1,2 % par rapport à 2013. Cette baisse doit toutefois être relativisée après la forte augmentation de 2013 (+ 5,3 %), qui avait conduit la consommation du secteur agricole à dépasser le pic atteint en 2004. Dans le même temps, selon les données provisoires des comptes de l'agriculture de l'Insee, la production agricole a sensiblement augmenté en 2014, à + 5,4 % en volume (*figures 6.5.1 et 6.5.2*).

La consommation de produits pétroliers, qui représente les trois quarts de la consommation énergétique du secteur, diminue de 1,1 %.

Celle de gaz naturel (essentiellement concentrée dans les serres et abris hauts) décroît fortement en 2014 (- 5,4 %) : avec la douceur du début d'année, il est probable que les besoins en chauffage des serres aient été moindres.

La consommation d'électricité stagne quant à elle à - 0,1 %.

En 2014, les produits pétroliers ne représentent plus que 74 % de la consommation du secteur, contre 90 % en 1973. Ils subissent en effet depuis la fin des années 1970 la concurrence du gaz naturel et de l'électricité, dont la consommation a fortement progressé : + 2,3 % par an en moyenne depuis 1973 pour l'électricité et + 5,2 % pour le gaz naturel. La part de ces énergies dans le mix du secteur s'est stabilisée depuis 2012, à 16 % pour l'électricité et 7 % pour le gaz.

La pêche absorbe 6 % des consommations d'énergie de l'ensemble agriculture-pêche : il s'agit pour l'essentiel du gazole consommé par les bateaux de pêche. Sa consommation finale d'énergie diminue en 2014, à - 2,0 %, après une forte chute en 2013, à - 15,2 %.

Figure 6.5.1 : consommation finale d'énergie du secteur agriculture-pêche

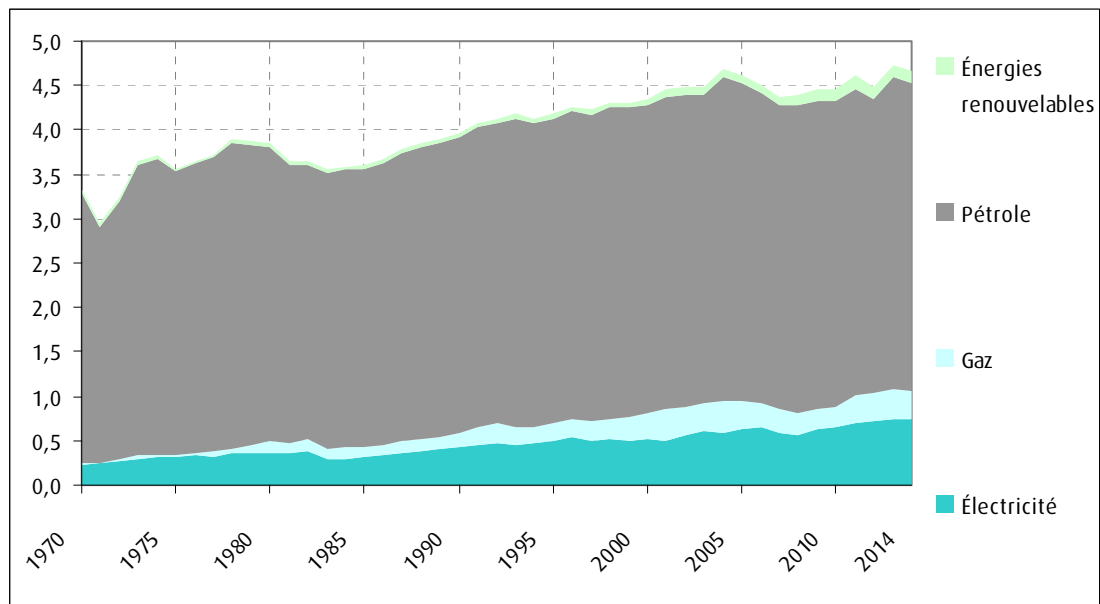
Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre	Entre	Entre	Entre	Entre
							1973 et	1990 et	2002 et	2012 et	2013 et
Total	3,6	4,0	4,5	4,5	4,7	4,7	0,5	1,0	0,0	5,3	-1,2
Pétrole	3,3	3,3	3,5	3,3	3,5	3,5	0,1	0,4	-0,6	5,9	-1,1
Gaz	0,0	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	8,5	5,9	-0,1	5,7	-5,4
Électricité	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8	0,8	2,1	2,3	2,6	3,7	-0,1
Énergies renouvelables	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,3	4,4	5,6	0,3	0,1

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

Figure 6.5.2 : consommation finale d'énergie du secteur agriculture-pêche

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



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





7. Bilan énergétique en outre-mer

7.1 - Bilan électrique en outre-mer : Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, La 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 2014, les cinq DOM¹⁹ 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 augmente de 0,7 % entre 2013 et 2014.

Le secteur résidentiel représente plus de 45 % de la consommation finale d'électricité, le tertiaire près de 44 % et les autres secteurs (industrie, agriculture, transports) environ 11 %. En métropole, ces secteurs représentent respectivement 35 %, 33 % et 32 % de la consommation finale.

En l'absence de filière nucléaire, la production électrique 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 bouquet 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 (centrales 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. À Mayotte, la production électrique 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).

¹⁹ 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.

Figure 7.1.1 : production totale brute d'électricité et mix électrique en outre-mer²⁰

	2012		2013		2014		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Électricité primaire	1 616	21,3	1 685	22,2	1 566	20,5	4,3	-7,1
dont :								
hydraulique	1 066	14,0	1 073	14,1	952	12,5	0,7	-11,3
éolien	70	0,9	73	1,0	71	0,9	3,5	-1,8
photovoltaïque	430	5,7	458	6,0	467	6,1	6,6	2,0
géothermie	50	0,7	81	1,1	75	1,0	62,4	-7,9
Thermique classique	5 973	78,7	5 909	77,8	6 080	79,5	-1,1	2,9
Production totale brute d'électricité	7 588	100,0	7 594	100,0	7 646	100,0	0,1	0,7

- Résidentiel	2 912	45,3	2 982	45,9	2 986	45,5	2,4	0,1
- Tertiaire	3 002	46,7	2 742	42,2	2 880	43,9	-8,7	5,0
- Industrie, agriculture, transports	440	6,8	688	10,6	616	9,4	56,4	-10,5
- Autres*	78	1,2	80	1,2	84	1,3	2,1	4,5
Consommation finale d'électricité	6 433	100,0	6 491	100,0	6 565	100,0	0,9	1,1

Consommation de la branche énergie	1 155	15,2	1 104	14,5	1 081	14,1	-4,5	-2,1
Total consommation primaire d'électricité	7 588	100,0	7 594	100,0	7 646	100,0	0,1	0,7

* Non affecté (consommation d'électricité à usage professionnel à Mayotte).

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

Figure 7.1.2 : structure de la production totale brute d'électricité en outre-mer (7 646 GWh en 2014)

En %

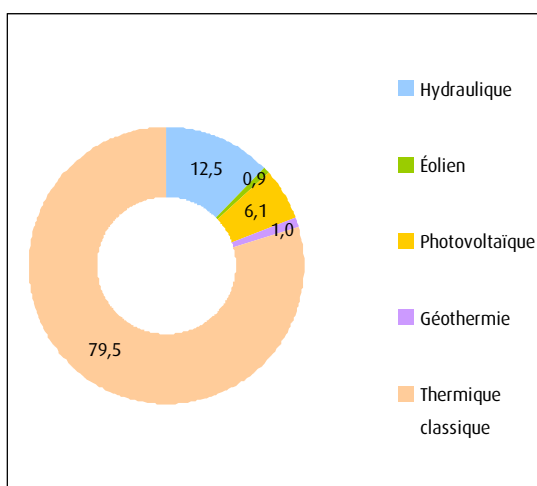
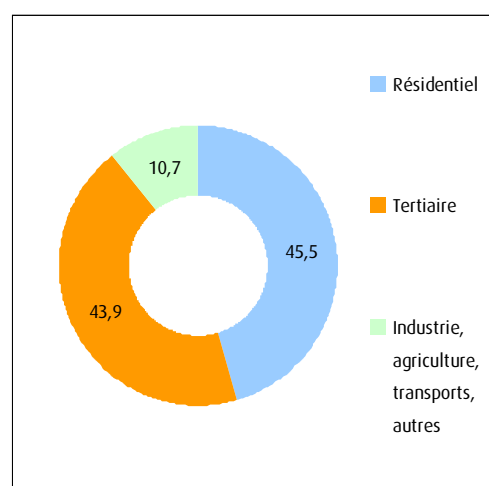


Figure 7.1.3 : consommation finale d'électricité par secteur en outre-mer (6 565 GWh en 2014)



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

²⁰ 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.



Guadeloupe *

En **Guadeloupe**, comme dans tous les DOM à l'exception de la Guyane, la production est principalement assurée par des centrales thermiques classiques. La Guadeloupe est le seul DOM à disposer d'une filière géothermique et où la part de l'éolien n'est pas marginale. En 2014, la part du résidentiel dans la

consommation (48,0 %) y est la plus élevée, derrière Mayotte. La consommation finale d'électricité a stagné en 2014 (-0,1 %), comme en 2013.

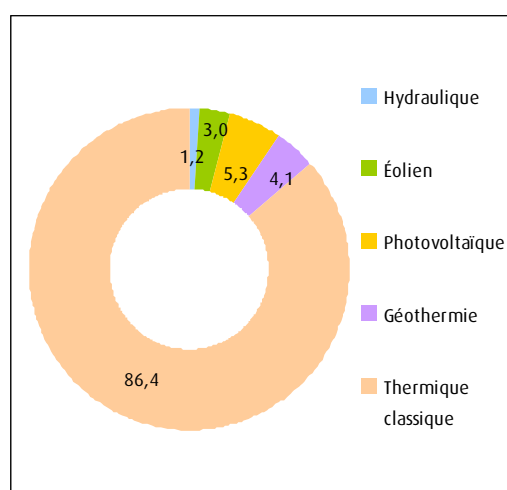
Figure 7.1.3 : production totale brute d'électricité et mix électrique en Guadeloupe

	2012		2013		2014		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Électricité primaire	207	11,4	256	14,1	246	13,6	23,6	-3,9
dont :								
hydraulique	14	0,8	19	1,1	22	1,2	37,8	13,8
éolien	52	2,8	57	3,1	54	3,0	10,2	-5,0
photovoltaïque	91	5,0	99	5,4	95	5,3	7,8	-3,4
géothermie	50	2,8	81	4,5	75	4,1	62,4	-7,9
Thermique classique	1 610	88,6	1 562	85,9	1 563	86,4	-3,0	0,1
Production totale brute d'électricité	1 817	100,0	1 818	100,0	1 809	100,0	0,0	-0,5
Résidentiel-Tertiaire	1 443	95,8	1 444	95,7	1 422	94,3	0,1	-1,6
- Résidentiel	742	49,2	745	49,4	724	48,0	0,5	-2,9
- Tertiaire	701	46,5	699	46,3	698	46,3	-0,3	-0,2
Industrie, agriculture, transports	64	4,2	66	4,4	86	5,7	3,1	30,9
Consommation finale d'électricité	1 507	100,0	1 510	100,0	1 508	100,0	0,2	-0,1
Consommation de la branche énergie	311	17,1	308	17,0	299	16,5	-0,8	-3,2
Total consommation primaire d'électricité	1 817	100,0	1 818	100,0	1 807	100,0	0,0	-0,6

Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

Figure 7.1.4 : structure de la production totale brute d'électricité en Guadeloupe (1 809 GWh en 2014)

En %



Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

* Depuis 2013, les données publiées 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.

Guyane

En 2014, 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 production d'électricité en Guyane a augmenté de 3,1 % en

2014 après une hausse de 1,0 % en 2013.

La part du secteur tertiaire, auquel sont affectées les consommations de plusieurs établissements du Centre spatial de Kourou, représente 56 % du total de la consommation.

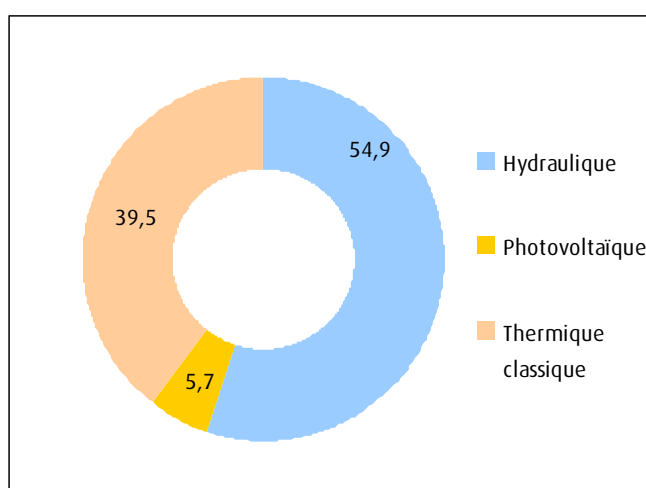
Figure 7.1.5 : production totale brute d'électricité et mix électrique en Guyane

	2012		2013		2014		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Électricité primaire	608	69,6	534	60,4	551	60,3	-12,3	3,3
dont :								
hydraulique	556	63,6	490	55,5	500	54,9	-11,9	2,0
photovoltaïque	52	5,9	44	5,0	51	5,7	-16,0	17,7
Thermique classique	266	30,4	349	39,6	359	39,5	31,3	2,8
Production totale brute d'électricité	875	100,0	883	100,0	910	100,0	1,0	3,1
Résidentiel-Tertiaire	741	97,0	723	94,0	733	94,5	-2,4	1,4
- Résidentiel	290	38,0	300	39,0	299	38,5	3,3	-0,5
- Tertiaire	450	58,9	423	55,0	434	56,0	-6,1	2,7
Industrie, agriculture, transports	23	3,0	46	6,0	43	5,5	100,0	-6,8
Consommation finale d'électricité	764	100,0	769	100,0	776	100,0	0,6	0,9
Consommation de la branche énergie	110	12,6	114	13,0	135	14,8	3,7	17,5
Total consommation primaire d'électricité	875	100,0	883	100,0	910	100,0	1,0	3,1

Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

Figure 7.1.6 : structure de la production totale brute d'électricité en Guyane (910 GWh en 2014)

En %



Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

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. La consommation finale d'électricité a légèrement progressé en 2014 (+ 0,6 %) comme en 2013.

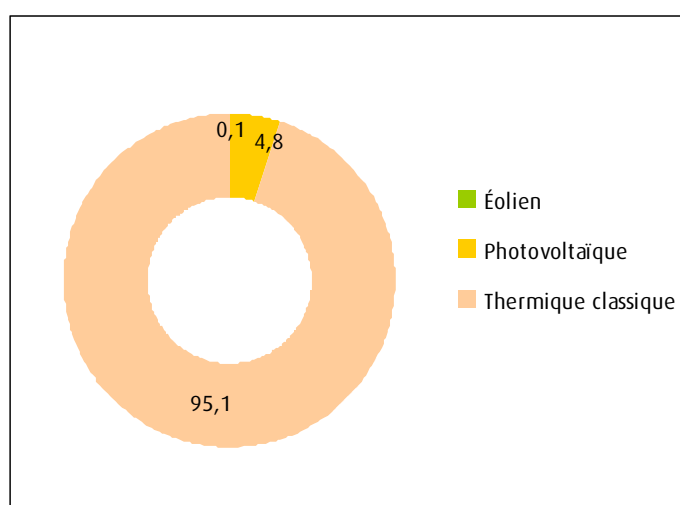
Figure 7.1.7 : production totale brute d'électricité et mix électrique en Martinique

	2012		2013		2014		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Electricité primaire	81	4,8	76	4,5	81	4,9	-6,7	7,1
dont :								
éolien	2	0,1	2	0,1	2	0,1	-0,9	-3,1
photovoltaïque	80	4,7	74	4,4	80	4,8	-6,8	7,3
Thermique classique	1 600	95,2	1 591	95,5	1 565	95,1	-0,6	-1,7
Production totale brute d'électricité	1 682	100,0	1 667	100,0	1 646	100,0	-0,9	-1,3
Résidentiel-Tertiaire	1 283	92,0	1 242	88,6	1 277	90,6	-3,2	2,8
- Résidentiel	606	43,4	611	43,6	602	42,7	0,9	-1,5
- Tertiaire	678	48,6	631	45,0	675	47,9	-6,9	7,0
Industrie, agriculture, transports	112	8,0	160	11,4	133	9,4	42,9	-17,1
Consommation finale d'électricité	1 395	100,0	1 402	100,0	1 410	100,0	0,5	0,6
Consommation de la branche énergie	286	17,0	265	15,9	236	14,3	-7,5	-11,0
Total consommation primaire d'électricité	1 682	100,0	1 667	100,0	1 646	100,0	-0,9	-1,3

Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

Figure 7.1.8 : structure de la production totale brute d'électricité en Martinique (1 665 GWh en 2014)

En %



Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

Mayotte

Comme en Martinique, la production électrique de **Mayotte** repose principalement sur le thermique classique (94,5 %) et accessoirement sur le photovoltaïque, dont la part est cependant en baisse (5,5 % en 2014). L'électrification de Mayotte est un

phénomène relativement récent qui a accompagné une croissance économique soutenue et une consommation d'électricité en forte hausse : + 5,1 % en 2014 pour la consommation finale, après + 6,0 % en 2013.

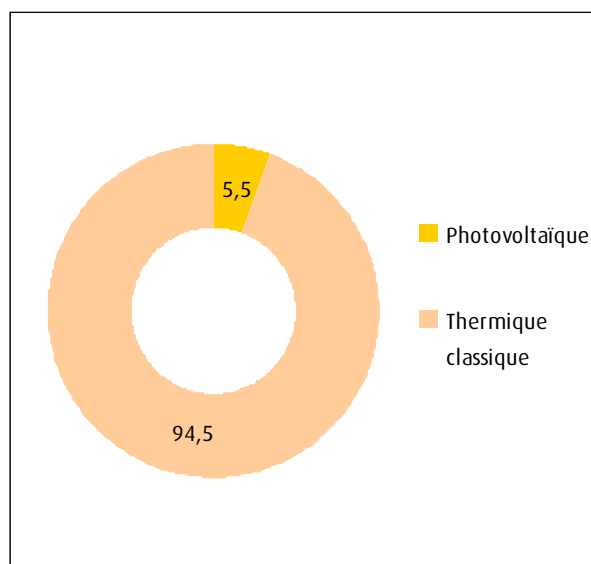
Figure 7.1.9 : production totale brute d'électricité et mix électrique à Mayotte

	2012		2013		2014		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Électricité primaire	15,4	5,7	16,8	5,9	16,6	5,5	8,5	-1,0
	photovoltaïque	15,4	5,7	16,8	5,9	16,6	5,5	8,5
Thermique classique	255,5	94,3	268,3	94,1	282,7	94,5	5,0	5,4
Production totale brute d'électricité	271,0	100,0	285,0	100,0	299,3	100,0	5,2	5,0
Consommation finale d'électricité								
Résidentiel	167,4	68,1	180,4	69,2	190,0	69,2	7,8	5,3
Secteurs professionnels (tertiaire, industrie, agriculture...)	78,4	31,9	80,1	30,8	83,7	30,8	2,1	4,5
Consommation finale d'électricité	245,8	100,0	260,5	100,0	273,7	100,0	6,0	5,1
Consommation de la branche énergie								
	25,2	9,3	24,5	8,6	25,6	8,6	-2,6	4,3
Total consommation primaire d'électricité	271,0	100,0	285,0	100,0	299,3	100,0	5,2	5,0

Source : Électricité de Mayotte

Figure 7.1.10 : structure de la production totale brute d'électricité à Mayotte (299 GWh en 2014)

En %



Source : Électricité de Mayotte

La Réunion

Plus diversifiée, la production de **La Réunion** s'élève à 3,0 TWh en 2014, soit 39,0 % de la production totale des cinq DOM. Elle est majoritairement constituée de thermique classique (77,5 %). La filière hydraulique arrive en deuxième position (14,4 %), suivie du photovoltaïque (7,5 %). Comme en Martinique, l'éolien

reste marginal. en 2014, la production d'électricité primaire représente 22,5 % du total. La consommation finale d'électricité progresse de 1,9 % en 2014, après une hausse de 1,1 % en 2013.

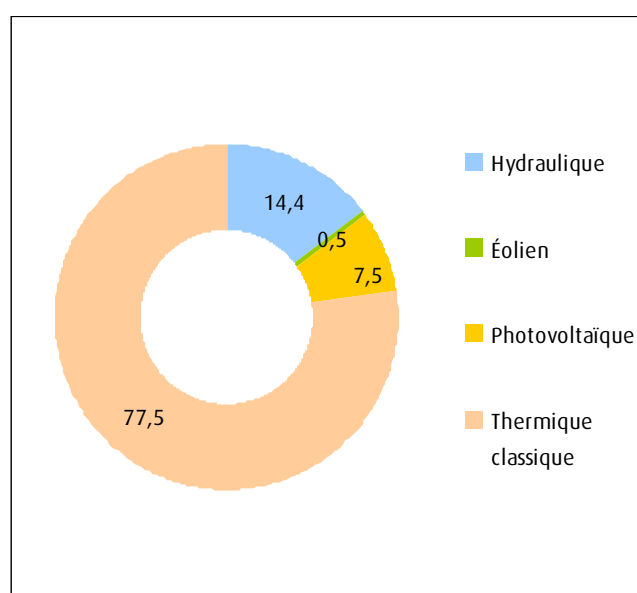
Figure 7.1.11 : production totale brute d'électricité et mix électrique à La Réunion

	2012		2013		2014		Taux de croissance (en %)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Entre 2011 et 2012	Entre 2012 et 2013
Électricité primaire	703	23,9	803	27,3	671	22,5	14,2	-16,5
dont :								
hydraulique	495	16,8	564	19,2	430	14,4	13,9	-23,7
éolien	17	0,6	14	0,5	16	0,5	-16,6	11,5
photovoltaïque	191	6,5	225	7,7	224	7,5	17,7	-0,3
Thermique classique	2 241	76,1	2 138	72,7	2 311	77,5	-4,6	8,1
Production totale brute d'électricité	2 944	100,0	2 941	100,0	2 981	100,0	-0,1	1,4
Résidentiel-Tertiaire	2 280	90,4	2 134	83,7	2 244	86,4	-6,4	5,1
- Résidentiel	1 107	43,9	1 145	44,9	1 171	45,1	3,4	2,3
- Tertiaire	1 173	46,5	989	38,8	1 073	41,3	-15,7	8,5
Industrie, agriculture, transports	241	9,6	416	16,3	354	13,6	72,6	-15,0
Consommation finale d'électricité	2 521	100,0	2 550	100,0	2 597	100,0	1,1	1,9
Consommation de la branche énergie	422	14,3	391	13,3	384	12,9	-7,4	-1,9
Total consommation primaire d'électricité	2 944	100,0	2 941	100,0	2 981	100,0	-0,1	1,4

Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

Figure 7.1.12 : structure de la production totale brute d'électricité à La Réunion (2 981 GWh en 2014)

En %



Source : calculs SOeS, d'après EDF-SEI

7.2 - Énergies renouvelables thermiques et déchets en outre-mer

Cette analyse 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.

En 2013, la production primaire d'énergie issue des filières renouvelables thermiques et de la valorisation des déchets en outre-mer était de 289 ktep, en hausse de 4 % sur l'année, après avoir enregistré une progression de 7 % entre 2011 et 2012. Plus de la moitié (54 %) est issue de la biomasse et des déchets, 27 % de la géothermie et 19 % du solaire thermique (figure 7.2.1).

Biomasse et déchets

Cette filière inclut les combustibles suivants : le bois-énergie, les résidus de l'agriculture et des industries agroalimentaires, les déchets urbains et le biogaz. En 2013, la production primaire de biomasse et déchets s'établissait à 156 ktep, en baisse de 12 % sur l'année après une hausse de 12 % en 2012. Ces sources renouvelables sont principalement utilisées pour produire de l'électricité, pour 61 %.

Dans les DOM, le principal combustible valorisé est la bagasse, résidu fibreux issu de l'exploitation de la canne à sucre. Dans une moindre mesure, les déchets urbains, le bois-énergie et le biogaz sont également utilisés. On ne comptabilise pas de production issue de biocarburant ou de déchets industriels en outre-mer.

Solaire thermique

En 2013, le parc ultramarin des installations solaires thermiques couvre 0,7 million de m², soit une progression de 6 % sur l'année après une hausse de 7 % en 2012. Il a produit 56 ktep en 2013, d'après des calculs reposant sur la méthodologie relative à la comptabilisation de la chaleur solaire thermique décrite en annexe 2. Il s'agit à 100 % de production de chaleur, en 2013.

En 2013, les ventes baissent de 8 % en surface et atteignent 42 milliers de m².

Géothermie

La géothermie « haute énergie » vise à capter des eaux à température élevée, supérieure à 150°C et dans des environnements géologiquement actifs, à des fins de production d'électricité. Un seul site de géothermie dite de « haute énergie » est actuellement exploité en France, à Bouillante en Guadeloupe. Il s'agit également du seul site géothermique présent dans les DOM. La production d'électricité est donc, en 2013, la seule finalité de la géothermie ultramarine.

En 2013, la production primaire géothermique de Bouillante s'établissait à 77 ktep (figure 7.2.2).

Figure 7.2.1 : production primaire d'énergies renouvelables thermiques (EnRt) et déchets

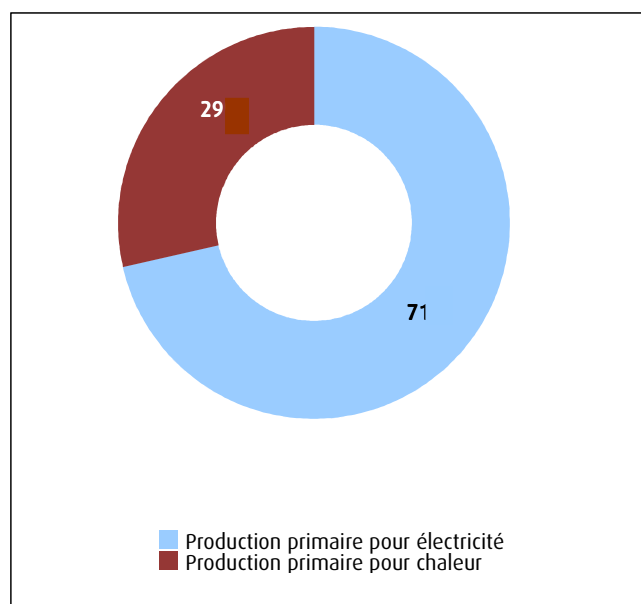
Données non corrigées des variations climatiques, en ktep

	2011	2012	2013	Variation 2011-2012 (en %)	Variation 2012-2013 (en %)
Combustibles issus de la biomasse et déchets	157	176	156	12	-12
Chaleur primaire renouvelable :					
solaire thermique	50	53	56	7	6
géothermie	53	48	77	-10	60
Total	261	278	289	7	4

Source : SOeS, d'après les sources par filière

Figure 7.2.2 : type de valorisation « toutes filières confondues » en 2013

En %



Sources : SOeS, enquête sur la production d'électricité ; Insee, enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie ; Ademe, enquête sur les installations de traitement des ordures ménagères ; Observ'ER





8. Au-delà du bilan énergétique national

8.1 - Intensité énergétique

L'intensité énergétique finale diminue de 0,8 % en 2014, après correction des variations climatiques. En 2014, il a ainsi fallu consommer environ 73 tonnes-équivalent-pétrole (tep) pour produire un million d'euros 2010 de valeur ajoutée. La baisse annuelle moyenne de l'intensité énergétique depuis 2004 s'établit désormais à - 1,4 %.

En vue d'une économie efficace en énergie, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour une croissance verte (LTECV) fixe, dans sa version actuelle, un objectif de réduction de 20 % de la consommation énergétique finale d'ici 2030 par rapport à 2012, soit une baisse annuelle moyenne de 1,2 %. Or en 2013 et 2014, la consommation énergétique finale a reculé en moyenne de 0,7 % par an.

Le repli de l'intensité énergétique finale en 2014 est le plus faible depuis cinq ans. D'une part, la consommation finale d'énergie n'a que très peu diminué (- 0,3 %), et d'autre part, le produit intérieur brut (PIB) a stagné (+ 0,2 %) – (*figures 8.1.1*).

Il faut en fait remonter à 2009, année de crise économique, pour observer un recul de l'intensité énergétique encore plus modeste. En période de récession ou de croissance atone, les usines ne tournent pas à plein régime, ce qui détériore les rendements. Avec la reprise en 2010, l'intensité énergétique avait à nouveau diminué de façon nette (- 2,1 %), mais le mouvement semble désormais plus irrégulier.

En 2014, l'intensité énergétique finale baisse dans tous les grands secteurs économiques, à l'exception notable de l'industrie (qui comprend également la construction dans cette analyse). En effet, la valeur ajoutée y diminue en 2014, et plus fortement que la consommation finale énergétique. Cependant, pour tous les secteurs, depuis 2005, la tendance est au recul de l'intensité énergétique finale (*figure 8.1.2*).

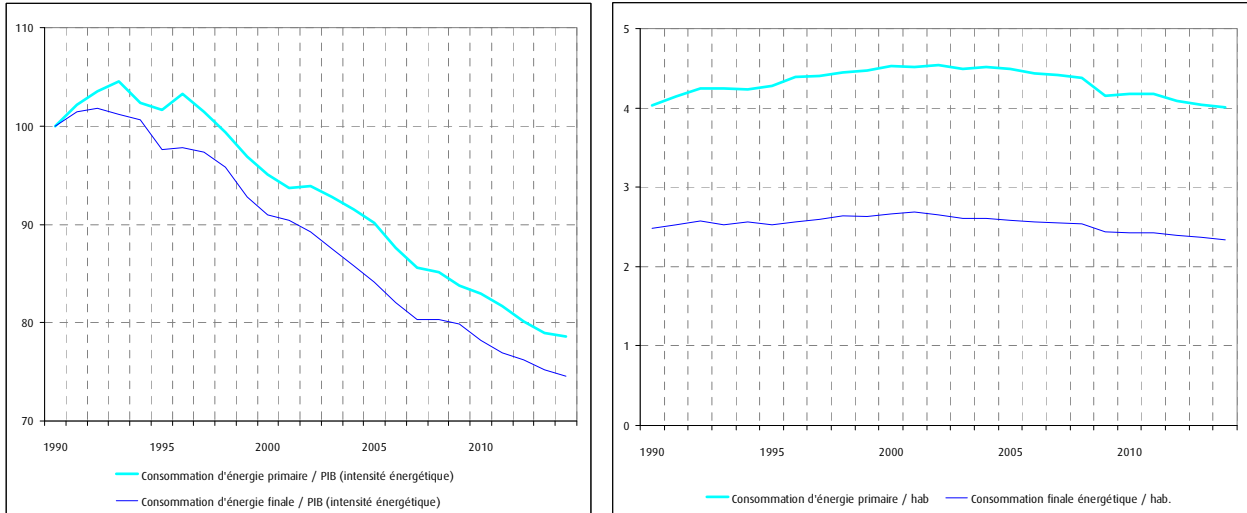
Mesurée en énergie primaire, c'est-à-dire en incluant la consommation de la branche énergie, l'intensité énergétique diminue moins fortement en 2014 : - 1,0 %, après - 1,5 % en 2013. Depuis 2005, la baisse moyenne annuelle de l'intensité énergétique est de 1,6 % par an.

Par habitant, la consommation finale énergétique est en baisse de 1,1 % en 2014, comme en 2013, et la consommation d'énergie primaire est en baisse de 1,2 %, après - 1,3 %. Ainsi, la consommation d'énergie est en 2014 de 2,4 tep d'énergie finale (usages non énergétiques exclus) et de 4,1 tep d'énergie primaire par habitant.

Figures 8.1.1 : consommations d'énergie primaire et finale par unité de PIB et par habitant

Indice base 100 en 1990
Corrigé des variations climatiques

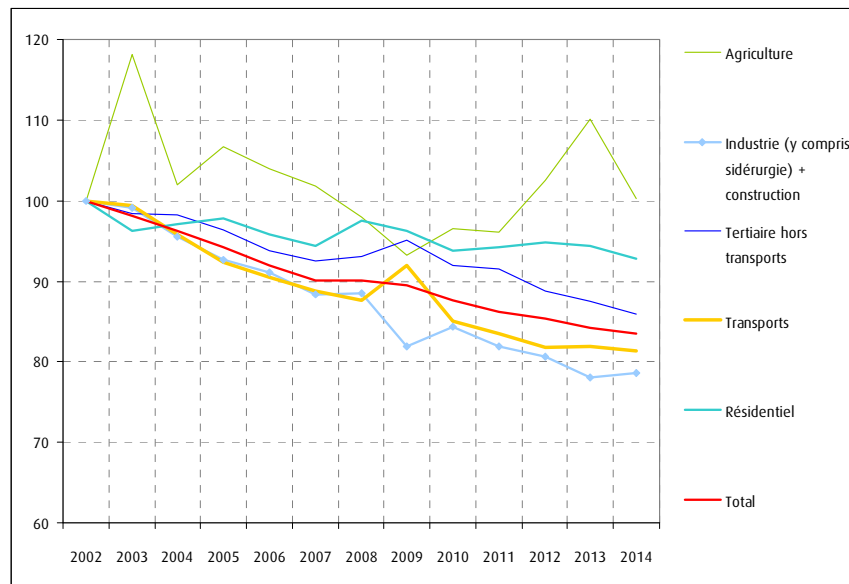
En tep par habitant
Corrigé des variations climatiques



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

Figure 8.1.2 : évolution des intensités énergétiques finales par secteur

Indice base 100 en 2002
Corrigé des variations climatiques



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

8.2 - Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie : un recul de plus de 9 % des émissions réelles

Le bilan de l'énergie fournit une estimation précoce des émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie. Elle n'est pas aussi précise que celle transmise dans le cadre du protocole de Kyoto aux instances internationales (*encadré méthodologique*), mais est disponible bien plus tôt.

Selon ce calcul partiel et provisoire, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie chutent de 9,4 % en 2014 en données réelles. L'ampleur de cette baisse s'explique principalement par les températures exceptionnellement douces en 2014, qui ont entraîné une demande moindre d'énergie, notamment fossile.

Après avoir longtemps plafonné, les émissions, corrigées des variations climatiques, diminuent désormais nettement : elles ont reculé de 2,4 % par an en moyenne depuis 2007. Ainsi, en 2014, leur niveau est inférieur de 15,6 % à celui de 1990.

Avec 46 % du CO₂ émis par la combustion d'énergie, le transport est le premier émetteur, loin devant le résidentiel-tertiaire (24 %) et l'industrie (17 %). Ses émissions de CO₂ réelles ont très peu reculé en 2014 (- 0,3 %), au niveau de la consommation de carburants pétroliers, qui satisfont toujours plus de 90 % de sa demande énergétique.

Dans le résidentiel-tertiaire les émissions réelles ont diminué de plus de 17 %. Les émissions liées à l'industrie (y compris la sidérurgie, mais excepté la branche énergie) diminuent quant à elles de 3,2 %.

Dans la branche énergie, les émissions réelles reculent. D'une part, les températures plus élevées en 2014 par rapport à 2013, ont réduit la demande d'énergie pour le chauffage des bâtiments, et d'autre part, les combustibles fossiles ont été moins sollicités pour la production d'électricité. Cela affecte surtout le charbon, dont la part dans le bouquet électrique thermique est tombée à 2,4 % en 2014 (après 5,3 % en 2013), suite à une moindre sollicitation des centrales utilisant ce combustible, mais aussi à la fermeture de plusieurs d'entre elles. Le poids dans les émissions de CO₂ de la branche énergie tombe ainsi à 9 %, alors qu'il dépassait 12 % depuis 1990.

Dans l'agriculture, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie reculent de 1,4 %, suivant peu ou prou la consommation des produits pétroliers (- 1,1 %), qui composent les trois quarts du bouquet énergétique du secteur. La part de l'agriculture dans les émissions reste minime (4 %), en lien avec

la faible consommation d'énergie de ce secteur (*figures 8.2.1 et 8.2.2*).

La méthode de calcul simplifiée des émissions dues à l'énergie

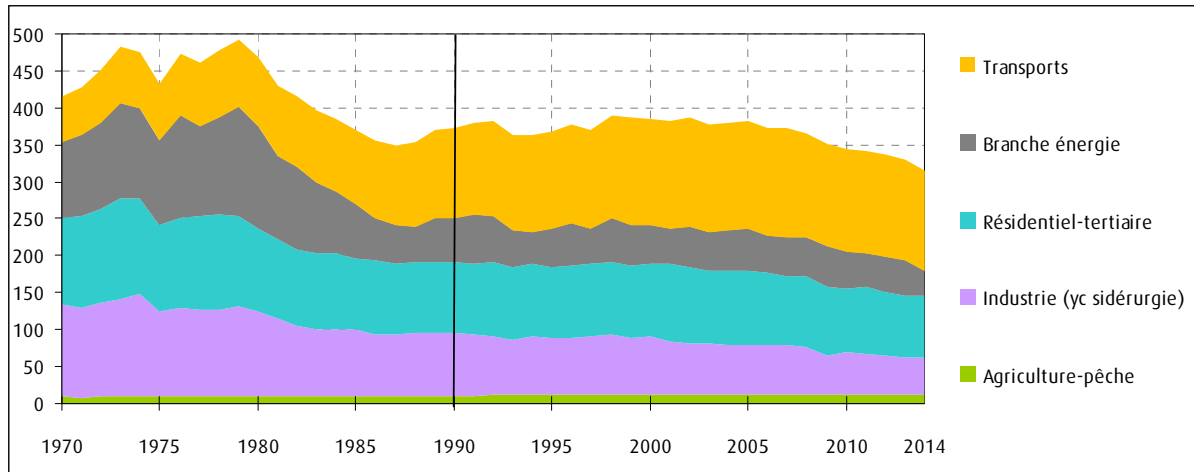
Les émissions de CO₂ ici calculées sont celles issues de la combustion d'énergie fossile. Elles représentent 95 % des émissions totales de CO₂ et environ 70 % des émissions de gaz à effet de serre en France.

Le SOeS applique des facteurs d'émissions moyens aux consommations de sources fossiles (produits pétroliers, gaz, combustibles minéraux solides), hors usages non énergétiques. Les inventaires officiels en matière d'émissions de gaz à effet de serre, dont le CO₂, font appel à une méthodologie beaucoup plus complexe et précise, nécessitant des données détaillées par secteur et qui couvrent l'ensemble des gaz à effet de serre du protocole de Kyoto. 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, 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 généralement affectées à la branche énergie. Dans les inventaires, elles sont affectées aux secteurs consommant l'électricité.

Les inventaires officiels comme l'estimation du SOeS, ne mesurent que les émissions de CO₂ directes, c'est-à-dire dues aux activités sur le territoire. Les émissions de gaz à effet de serre engendrées par les importations sont estimées dans « Chiffres clés du climat France et Monde, édition 2015 », *Repères*, novembre 2014.

Figure 8.2.1 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie par secteurEn Mt CO₂, données corrigées des variations climatiques (sauf branche énergie)

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

Figures 8.2.2 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergieEn Mt CO₂, données réelles

	1990	2010	2012	2013	2014	Évolution 1990-2014 (en %)	Évolution 2013-2014 (en %)	Contribution à l'évolution 2013-2014 (en %)
Transports*	122	139	138	137	136	11,7	-0,3	-0,1
Résidentiel-tertiaire	88	94	85	87	72	-18,4	-17,1	-4,4
Industrie** hors énergie	84	58	54	52	50	-40,5	-3,2	-0,5
Agriculture	11	11	11	11	11	7,5	-1,4	0,0
Branche énergie	61	52	48	48	33	-45,4	-30,5	-4,3
dont production d'électricité	39	34	29	29	16	-58,6	-45,2	-3,9
Total	366	353	335	335	303	-17,2	-9,4	-9,4

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

** 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

En Mt CO₂, données corrigées des variations climatiques¹

	1990	2010	2012	2013	2014	Évolution 1990-2014 (en %)	Évolution 2013-2014 (en %)	Contribution à l'évolution 2013-2014 (en %)
Total	374	345	336	331	316	-15,6	-4,6	-4,6
dont Transports*	122	139	138	137	136	11,7	-0,3	-0,1
Résidentiel-tertiaire	95	86	86	83	84	-12,1	0,4	0,1
Industrie** hors énergie	85	57	54	51	51	-40,1	-0,8	-0,1
Agriculture	11	11	11	11	11	7,3	-1,4	0,0

¹ La correction des variations climatiques concerne le résidentiel-tertiaire et l'industrie (cf. annexe 4).

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

** 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

8.3 - Chaleur vendue en France en 2013 : plus de la moitié produite 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. Elles ont été complétées par une nouvelle transmission en 2014 sur l'exercice 2013.

Selon cette première estimation, la production de chaleur vendue en France métropolitaine s'est élevée en 2013 à environ 3 Mtep, soit un niveau légèrement inférieur à celui de 2012 (- 2 %). Un peu plus de la moitié de cette production a été fournie par des unités de cogénération (*encadré 1*).

En 2013, 340 ktep, soit 11 % de la chaleur vendue, ont été utilisés pour la production d'électricité. Le reste a été consommé directement sous forme de chaleur, avec près des deux tiers pour le chauffage : 42 % (soit 1,2 Mtep) pour les logements et un quart pour les commerces et services publics (0,7 Mtep). Le solde s'est réparti entre usages industriels et consommateurs indéterminés.

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 2013 (*graphique 8.3.1*) :

- 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 2013, 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 (*encadré 2*) ;

- 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.

Figure 8.3.1 : extrait du bilan de la chaleur vendue pour 2013

En Mtep

	Total		Ensemble
	Cogéné- ration	Chaleur seule	
Production totale de chaleur	1,54	1,42	2,97
Géothermique	0,00	0,10	0,10
Combustibles classiques et assimilés	1,54	1,33	2,87
Pertes et ajustement			0,29
Consommation totale de chaleur			2,68
Production d'électricité			0,34
Résidentiel			1,23
Commerces et services publics			0,73
Industrie, divers			0,38

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

Encadré 1 : cogénération – une production de chaleur de 4,1 Mtep en 2013, dont 1,5 Mtep a été vendue à des tiers

La production simultanée de chaleur et d'électricité dans un seul processus 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 2013, les centrales de cogénération ont produit 4,1 Mtep de chaleur, dont 1,5 Mtep a été vendu à des utilisateurs tiers. Tout le reste, soit 64 % de la chaleur produite par cogénération, a été autoconsommé, 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

	<i>Pour info : électricité issue de la cogénération</i>	Chaleur		
		issue de la cogénération		
		Total chaleur	Chaleur vendue	Chaleur auto- consommée
Production totale	1,356	4,106	1,465	2,641
Charbon	0,044	0,269	0,020	0,250
Produits pétroliers	0,040	0,432	0,002	0,430
Gaz naturel	0,946	1,946	0,800	1,147
Autres combustibles	0,327	1,459	0,644	0,815
dont : déchets urbains	0,137	0,682	0,428	0,254
résidus de papeterie, liqueur noire	0,042	0,328	0,025	0,303
bois et déchets de bois	0,061	0,233	0,118	0,115
biogaz	0,061	0,085	0,007	0,078

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 urbains (ménagers, hospitaliers et du tertiaire) ont fourni 17 % des combustibles pour produire de la chaleur par cogénération, suivi des résidus de papeterie pour 8 %.

Encadré 2 : réseaux de chaleur : recours accru aux énergies renouvelables

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

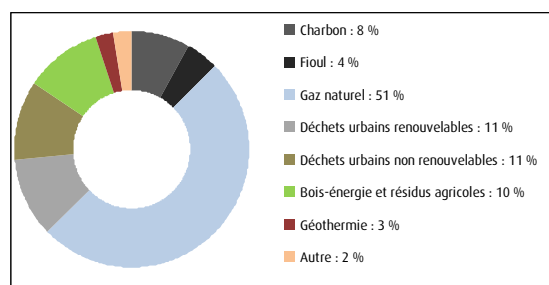
En 2013, les 411 réseaux de chaleur ayant répondu à l'enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid ont consommé près de 3,3 Mtep d'énergie, en données non corrigées des variations climatiques. Sur les 2,4 Mtep de combustibles fossiles (gaz naturel, charbon, fioul et GPL) ou renouvelables (biomasse solide) consommés, les quatre cinquièmes 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 4 % par rapport à 2012 : les besoins de chauffage ont en effet été supérieurs en 2013, année marquée par un hiver sensiblement plus rigoureux que pendant la période de référence 1981-2010.

Le bouquet énergétique primaire des réseaux de chaleur s'est profondément modifié en vingt-six ans : le gaz, qui représentait environ 12 % de l'énergie primaire consommée, en représente désormais plus de 50 %. Cette croissance s'est faite au détriment du fioul et du charbon (leur part respective dans le bouquet énergétique est passée de plus de 45 % à moins de 5 % et de 20 % à 8 % sur la période considérée). L'ensemble des énergies renouvelables augmente sensiblement sur les dernières années, et représente en 2013 24 % de l'ensemble des ressources énergétiques consommées. Du fait de sa progression régulière, la biomasse solide est en passe de devenir la première des énergies renouvelables mobilisées par les réseaux de chaleur.

En 2013, les réseaux de chaleur ont livré 2,1 Mtep de chaleur, principalement à destination des secteurs résidentiel et tertiaire (90 %).

Bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2013

En %



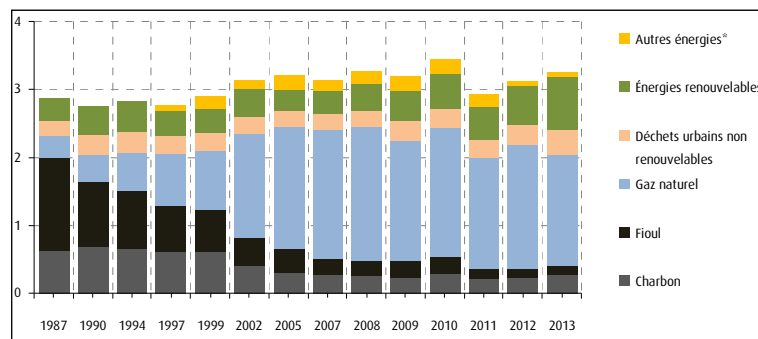
Note : y compris les combustibles utilisés pour la production d'électricité.

Sources : SOeS, enquête sur les réseaux de chaleur et de froid

Les énergies renouvelables progressent dans le mix énergétique des réseaux de chaleur

Consommation d'énergie par source d'énergie dans les réseaux de chaleur

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



Note : y compris les combustibles utilisés pour la production d'électricité.

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

Source : SOeS, enquête sur les réseaux de chaleur et de froid

8.4 - Suivi de la directive relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables : 14,6 % de la consommation finale brute d'énergie assurés par les énergies renouvelables

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 atteindre au moins 23 % en 2020 (*figure 8.4.2*). 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, les énergies renouvelables devraient fournir 20 % de la consommation finale brute d'énergie de l'ensemble de l'Union européenne 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, pour atteindre les deux objectifs. Une trajectoire annuelle entre 2005 (année de référence de la directive EnR) et 2020 a ainsi été établie pour chacune des filières.

Depuis 2005, les énergies renouvelables satisfont une part croissante de la consommation finale brute d'énergie, que ce soit en termes d'électricité, de chaleur ou de carburants. Au global, leur part est estimée à 14,6 % en 2014, en hausse de 5,4 points par rapport à 2005 et de 0,6 point par rapport à 2013 (*figure 8.4.1*).

Cette hausse significative résulte de deux mouvements : augmentation de 6,5 Mtep de la consommation finale brute d'EnR, découlant des investissements réalisés, et baisse de la consommation finale toutes énergies de près de 17,8 Mtep. L'année 2014 est cependant une année atypique du point de vue climatique : c'est l'année la plus chaude depuis 1900, avec un hiver particulièrement doux d'après Météo France.

La croissance des énergies renouvelables sur la période provient de la plupart des filières (*figure 8.4.3*), à l'exception de l'hydraulique et de la géothermie électrique. À eux seuls, les biocarburants, avec une consommation supplémentaire de 2,4 Mtep depuis 2005, expliquent plus de 36 % de l'accroissement global.

Le PNA avait fixé un objectif de consommation finale brute d'énergies renouvelables de 25,8 Mtep en 2014. Or celle-ci atteint 21,9 Mtep (*figure 8.4.4*), soit un retard de près de 4,0 Mtep. Le déficit concerne à la fois les composantes électrique et thermique.

L'objectif relatif à la production d'électricité renouvelable n'est pas atteint en 2014 : seulement 89 % de l'objectif est réalisé, soit une différence de 1,0 Mtep. Le retard provient

principalement de la filière éolienne et, dans une moindre mesure, de la production d'électricité à partir de biomasse solide.

Pour l'éolien terrestre, la production atteint 86 % du niveau prévu par le PNA pour 2014. Concernant l'éolien offshore, la mise en production des premiers parcs français a pris du retard. Le démarrage de la production, qui avait été fixé à 2012 par le PNA, ne devrait pas intervenir avant la fin de la décennie.

Malgré de bons niveaux de production en 2013 et dans une moindre mesure en 2014, la contribution de l'hydraulique, après lissage des fluctuations de production sur quinze ans, s'inscrit sur une tendance légèrement décroissante depuis 2005. En effet, les productions d'hydroélectricité ont été sensiblement inférieures à partir des années 2000, comparativement à celles observées sur la décennie précédente.

À l'opposé, la filière photovoltaïque continue d'être très en avance par rapport à la trajectoire prévue, atteignant dès 2014 93 % de l'objectif assigné pour 2020.

Pour le chauffage et le refroidissement, seulement 78 % de l'objectif prévu par le PNA est atteint en 2014, soit un manque de plus de 3 Mtep. Le fait que 2014 ait été l'année la plus chaude depuis 1900 a eu un impact important sur la consommation de biomasse solide, qui n'est pas corrigée des variations climatiques pour le suivi de la directive : la consommation de bois chez les ménages baisse de 1,3 Mtep (soit plus de 17 %), alors que le nombre de ménages équipés par un chauffage au bois augmente depuis plusieurs années. En outre, le chiffre de consommation de l'année 2013 a été réévalué à la baisse, de 0,5 Mtep (soit 6 %). Or cette filière représente plus de 80 % de la consommation finale brute d'EnR pour la production de chaleur. Il est ainsi délicat de comparer l'évolution des chiffres 2014 avec l'atteinte des objectifs 2020. Par exemple, en 2013, année marquée par un hiver légèrement plus rigoureux que la moyenne de la période de référence (1981-2010), 92 % de la trajectoire prévue pour le chauffage et le refroidissement avaient été réalisés. Pour les autres composantes de la biomasse solide, le niveau de la trajectoire était atteint en 2013, contrairement à 2014. En revanche, les pompes à chaleur atteignent 124 % de l'objectif, selon les premières estimations du SOeS.

Le retard est également important pour le solaire thermique, la géothermie à usage thermique et les pompes à chaleur géothermiques, ainsi que pour la production thermique à partir de biogaz.

Figure 8.4.1 : part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2005, 2013 et 2014

En %

	Réalisé			Trajectoire	Objectif
	2005	2013	2014 p*	2014	2020
Électricité	13,8	17,0	18,4	19,0	27,0
Chauffage, refroidissement	11,6	17,9	18,1	22,0	33,0
Transports	1,7	7,0	7,7	7,6	10,5
Ensemble	9,2	14,0	14,6	15,0	23,0

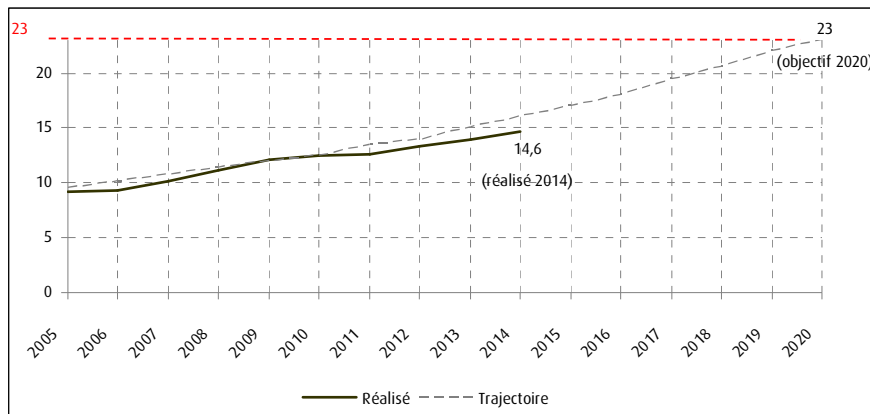
* p : les données 2014 sont provisoires à ce jour et devront être confirmées.

Champ : métropole et DOM.

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

Figure 8.4.2 : part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de 2005 à 2014, et trajectoire prévue pour atteindre l'objectif de 2020

En %

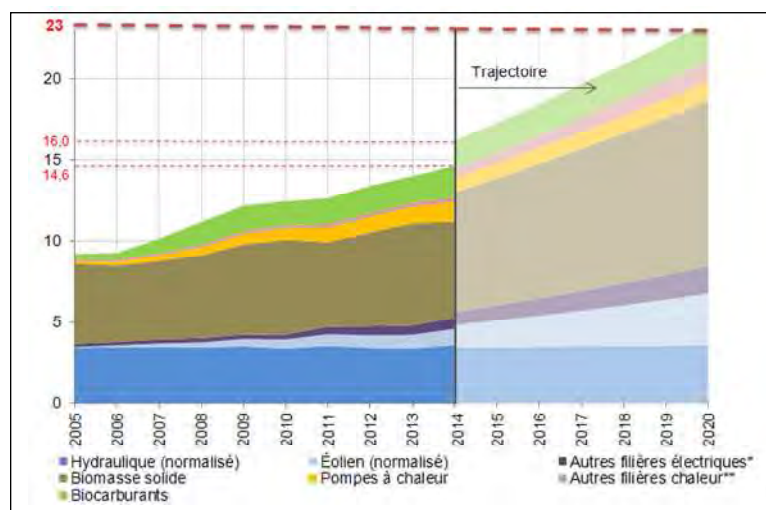


Champ : métropole et DOM.

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

Figure 8.4.3 : part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie par filière, de 2005 à 2014 et objectifs 2020

En %



Champ : métropole et DOM.

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

Quant aux biocarburants, ils s'avèrent légèrement en avance dans l'ensemble, avec 102 % de l'objectif prévu pour 2014, mais un rythme contrasté entre les deux filières : une avance par rapport à la trajectoire pour le biodiésel (108 %) et un retard important pour le bioéthanol (75 %).

En 2014, la France a ainsi réalisé 61 % de l'objectif assigné pour 2020 : 62 % pour l'électricité renouvelable, 56 % pour le thermique renouvelable et 84 % pour les biocarburants.

Les efforts à réaliser pour atteindre les objectifs restent donc importants : en termes de consommation finale brute d'énergies renouvelables (*encadré*), plus de 14 Mtep supplémentaires sont nécessaires d'ici à 2020 d'après le PNA, alors que la progression sur la période 2005-2014 s'est élevée à 6,5 Mtep.

Les enjeux les plus importants au regard des objectifs concernent tout particulièrement l'éolien (+ 1,9 Mtep d'éolien terrestre et + 1,5 Mtep d'éolien offshore à prévoir d'ici 2020) et la biomasse

solide, en particulier celle destiné au chauffage (+ 7,0 Mtep en y incluant les déchets urbains renouvelables), principalement dans les secteurs autres que le résidentiel individuel (réseaux de chaleur, tertiaire, industrie).

Des modes de comptage spécifiques ont été définis par la directive et peuvent différer de ceux du bilan énergétique. Le périmètre est plus large et intègre les DOM ; les productions hydraulique et éolienne sont normalisées sur respectivement quinze et cinq ans pour éliminer les aléas en matière d'hydraulicité ou de vents (*encadré*). Le bois-énergie utilisé pour le chauffage n'est cependant pas corrigé des variations climatiques. Par ailleurs, la directive impose, pour les pompes à chaleur, des conditions de performance pour les prendre en compte, et exclut les biocarburants sans certificat de durabilité.

Des bonifications sont également comptabilisées pour le suivi de l'objectif dans les transports dès lors qu'il s'agit de biocarburants.

Électricité renouvelable normalisée : la directive EnR introduit la notion de normalisation afin d'atténuer l'effet des variations climatiques sur les productions d'électricité hydraulique et éolienne. Ainsi la production hydraulique renouvelable normalisée de l'année N est obtenue en multipliant la capacité 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 la capacité moyenne de l'année N par la moyenne sur les cinq dernières années de ce même rapport.


Consommation finale brute d'énergie : introduite également 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.

Bonifications comptabilisées pour l'objectif du secteur des transports :

- les biocarburants produits à partir de déchets, de résidus, de matières cellulosiques non alimentaires ou de matières ligno-cellulosiques comptent double ;
- l'électricité renouvelable consommée par les véhicules électriques est multipliée par 2,5.

De l'approche bilan au suivi de la directive

En millions de tep

		2013	2014
	Bilan : consommation finale des EnR thermiques et déchets (corrigée des variations climatiques)	15,1	15,7
	- correction des variations climatiques de la biomasse solide ¹	0,3	-1,1
	- déchets non renouvelables	-0,5	-0,5
	+ électricité renouvelable ²	8,3	7,7
	+ différence de prise en compte de la consommation finale entre le bilan et l'AIE	-0,2	-0,2
	+ consommation finale brute des EnR dans les DOM (non normalisée)	0,3	0,2
	+ normalisation de la production hydraulique	-0,7	0,0
	France	0,0	0,0
Directive : consommation finale brute renouvelable (pour le suivi des objectifs)		22,5	21,9

¹Pour le suivi de la directive, la consommation de bois des secteurs résidentiels et tertiaires n'est pas corrigée des variations climatiques, contrairement au bilan de l'énergie.

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

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

Figure 8.4.4 : consommation finale brute d'énergies renouvelables : suivi des objectifs par filière

En milliers de tep

	Réalisé		Trajectoire	Objectif	Réalisé	À réaliser	Écart à	Réalisation de
	2005	2014*	2014	2020	2005-2014	2014-2020	l'objectif 2014	l'objectif 2014
	(A)	(B)	(C)	(D)	(B-A)	(D-B)	(B-C)	(B/C) - (en %)
Consommation finale brute d'énergies renouvelables pour le calcul de l'objectif global (V) + (W) + (X)	15 376	21 870	25 836	36 121	6 494	14 251	-3 966	85
Électricité¹, total (V)	6 123	7 884	8 836	12 729	1 761	4 845	-952	89
Hydraulique renouvelable normalisé	5 686	5 343	5 513	5 541	-343	198	-170	97
Éolien normalisé	96	1 492	2 245	4 979	1 397	3 487	-752	66
<i>dont éolien terrestre</i>	96	1 492	1 729	3 431	1 397	1 939	-236	86
<i>dont éolien offshore</i>	0	0	516	1 548	0	1 548	-516	0
Solaire photovoltaïque	2	549	204	592	547	43	345	269
Énergies marines	41	41	62	99	0	58	-20	67
Géothermie électrique	8	7	24	41	-1	34	-17	29
Biomasse solide et déchets urbains renouvelables	250	301	632	1 158	50	858	-331	48
Biogaz	40	151	156	318	111	168	-5	97
Chauffage (et refroidissement)², total (W)	8 662	11 031	14 100	19 732	2 368	8 701	-3 069	78
<i>dont réseaux de chaleur</i>	<i>n.d.**</i>	673	1 105	3 200	<i>n.d.</i>	2 527	-432	61
Solaire thermique	49	159	370	927	110	768	-211	43
Géothermie thermique	108	129	270	500	21	371	-141	48
Pompes à chaleur ³	201	1 787	1 440	1 850	1 586	63	347	124
<i>dont géothermiques</i>	77	260	400	570	183	310	-140	65
Biomasse solide et déchets urbains renouvelables ³	8 256	8 846	11 815	15 900	589	7 054	-2 969	75
<i>dont consommation de bois des ménages⁴</i>	6 627	6 185	7 060	7 400	-441	1 215	-875	88
Biogaz ³	49	111	205	555	62	444	-94	54
Carburants, total (X)	591	2 955	2 910	3 660	2 364	705	55	102
Bioéthanol	103	414	550	650	311	236	-136	75
Biodiesel	488	2 541	2 350	2 850	2 054	309	191	108
Autres (biogaz, huiles végétales)	-	-	10	160	-	160	-	-
Consommation finale brute dans le secteur des transports (X) + (Y) + (Z)	742	3 340	3 150	4 062	2 599	722	200	106
Carburants renouvelables (X)	591	2 955	2 910	3 660	2 364	705	55	102
Électricité renouvelable dans les transports ⁵ (Y)	150	249	240	402	98	153	9	104
<i>dont transport routier</i>	-	2	21	110	1	108	-19	8
<i>dont transport non routier</i>	150	247	219	292	96	45	28	113
Bonifications ⁶ (Z)	-	136	-	-	136	-	-	-

* Pour les réseaux de chaleur et les filières géothermie et biogaz à usage thermique, les données 2013 ont été reportées, à défaut de données 2014 disponibles. Pour ces filières, le taux de réalisation de l'objectif 2013 était respectivement de 73 %, 55 % et 76 %.

** n.d. : non disponible.

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 2014 & objectif 2020)



Bilans de l'énergie 2012-2013-2014 **(Données corrigées des variations climatiques)**

Bilan de l'énergie 2014

En 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		0,77	0,40	0,01		H : 7,81 N : 113,75		16,27	139,14
Importations	8,18	0,60	54,18	41,51	39,94	-	0,68		0,56	145,65
Exportations	-0,15	-0,04	-0,02	-18,97	-6,32	-	-6,46		-0,21	-32,17
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	+0,09	-0,09	+0,33	-0,38	-1,20	-			-	-1,25
Soutes maritimes internationales				-1,80						-1,80
Total disponibilités (D)	8,72		55,26	20,75	32,44	-	115,78		16,62	249,57

Indépendance énergétique (P/D)	1,4%		1,5%		0,0%		105,0%		97,9%	55,8%
---------------------------------------	-------------	--	-------------	--	-------------	--	---------------	--	--------------	--------------

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			54,77	-52,85	0,67		-0,06	0,24		2,76
Production d'électricité thermique	2,15	-		0,45	1,78	0,63	-3,01		2,09	4,09
Usages internes de la branche (3)	2,79	-2,24	-	-	0,44	-0,22		0,45 2,70	0,23	4,15
Pertes et ajustement	0,40	0,04	0,49	1,13	0,04	0,01		79,46	0,00	81,57
Total (A)	5,34	-2,20	55,26	-51,28	2,93	0,42	-3,07	82,85	2,32	92,57

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie (4)	1,77	2,32		0,02	0,55	0,76 -1,18		0,90	-	5,14
Industrie	0,90	0,24		2,22	9,36	-		9,08	1,86	23,66
Résidentiel	0,16	0,03		6,95	15,78	-		13,01	9,83	45,77
Tertiaire	0,11	-		3,34	5,60	-		11,99	0,89	21,92
Agriculture	-	-		3,46	0,32	-		0,75	0,15	4,67
Transports (5)	-	-		44,74	0,09	-		1,05	2,96	48,84
Total (B)	2,94	2,60		60,74	31,69	-0,42		36,78	15,68	150,02

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,08		12,63	1,28	-				13,99
------------------	---	-------------	--	--------------	-------------	---	--	--	--	--------------

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

Total corrigé (A + B + C)	8,76		77,35		35,89		116,56		18,01	256,58
Dont corrections climatiques	0,05		1,34		3,46		0,78		1,38	7,01

Indice de rigueur climatique = 0,791.

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 2014

Bilan de l'énergie 2013

En Mtep

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

Approvisionnement

	Charbon	Pétrole	Gaz	Électricité	EnRt et déchets (2)	Total
Production d'énergie primaire (P)	0,13	0,79	0,39	0,29	H : 8,33 N : 110,41	17,60
Importations	10,56	56,17	41,17	42,31	-	152,28
Exportations	-0,11	-0,07	-19,01	-4,49	-	-29,06
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	+0,80	-0,60	+0,01	+0,52	-	+0,58
Soutes maritimes internationales			-2,11			-2,11
Total disponibilités (D)	11,82	56,30	20,46	38,62	-	259,62

Indépendance énergétique (P/D)	1,1%	1,5%	0,7%	103,6%	98,6%	53,1%
--------------------------------	------	------	------	--------	-------	-------

Emplois

Consommation de la branche énergie

	Charbon	Pétrole	Gaz	Électricité	EnRt et déchets (2)	Total
Raffinage		55,89	-53,88	0,67	-0,09	2,82
Production d'électricité thermique	4,92	-	0,55	2,48	0,56	6,09
Usages internes de la branche (3)	2,86	-2,30	-	0,50	-0,22	4,22
Pertes et ajustement	0,66	0,13	0,41	0,29	0,94	79,88
Total (A)	8,44	-2,17	56,30	-53,04	4,58	93,02

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

	Charbon	Pétrole	Gaz	Électricité	EnRt et déchets (2)	Total
Sidérurgie (4)	1,61	2,30	0,02	0,49	0,90	4,95
Industrie	1,06	0,22	2,42	9,37	9,19	24,12
Résidentiel	0,15	0,03	6,96	15,80	13,85	46,33
Tertiaire	0,10	-	3,25	5,61	12,37	22,16
Agriculture	-	-	3,50	0,33	0,75	4,73
Transports (5)	-	-	44,88	0,09	1,08	48,74
Total (B)	2,91	2,54	61,03	31,69	38,14	151,03

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,08	12,06	1,29	-	13,43
-----------	---	------	-------	------	---	-------

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

Total corrigé (A + B + C)	11,80	76,35	37,56	114,32	17,44	257,48
Dont corrections climatiques	-0,01	-0,41	-1,06	-0,25	-0,41	-2,14

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 2014

Bilan de l'énergie 2012

En Mtep

Charbon		Pétrole		Gaz		Electricité		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	0,41	0,45		H : 7,15 N : 110,86		16,29	136,09
Importations	10,05	0,69	56,82	43,11	42,15	-	1,03		0,42	154,28
Exportations	-0,11	-0,05	-0,18	-20,09	-5,34	-	-4,90		-0,13	-30,80
Stocks (+ = déstockage, - = stockage)	+0,51	-0,14	-0,41	+0,87	+0,76	-			-	+1,59
Soutes maritimes internationales				-2,32						-2,32
Total disponibilités (D)	11,07		57,04	21,98	38,02	-	114,14		16,59	258,84

Indépendance énergétique (P/D)	1,1%		1,5%		1,2%		103,4%		98,2%	52,6%
---------------------------------------	-------------	--	-------------	--	-------------	--	---------------	--	--------------	--------------

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			56,54	-54,05	0,56		-0,10	0,26		3,21
Production d'électricité thermique	4,37	-		0,85	2,83	0,60	-4,72		2,26	6,19
Usages internes de la branche (3)	2,79	-2,21	-	-	0,39	-0,19	0,98	2,69	0,21	4,64
Pertes et ajustement	0,68	0,16	0,50	0,77	0,04	-0,10		77,40	0,00	79,45
Total (A)	7,83	-2,05	57,04	-52,43	3,82	0,30	-4,81	81,32	2,46	93,49

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie (4)	1,41	2,24		0,03	0,52	0,79	-1,10		0,91	-	4,81
Industrie	1,07	0,22		2,89	10,04		-		9,27	1,57	25,05
Résidentiel	0,15	0,03		6,98	16,46		-		13,63	9,13	46,38
Tertiaire	0,10	-		3,48	5,83		-		12,13	0,77	22,31
Agriculture	-	-		3,30	0,32		-		0,73	0,14	4,49
Transports (5)	-	-		45,21	0,09		-		1,07	2,68	49,05
Total (B)	2,74	2,48		61,90	33,25	-0,30			37,74	14,29	152,09

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,07		12,69	1,42	-					14,19
------------------	----------	-------------	--	--------------	-------------	----------	--	--	--	--	--------------

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

Total corrigé (A + B + C)	11,07		79,20		38,49		114,25		16,75	259,76
Dont corrections climatiques	0,01		0,18		0,47		0,10		0,16	0,92

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 2014

Charbon

En kt

2012		2013		2014 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)	290		313		300	
Importations	16 262	1 025	17 105	893	13 278	892
Exportations	-180	-72	-182	-12	-246	-54
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	+854	-217	+1 246	-222	+58	-132
Soutes maritimes internationales						
Total disponibilités (D)	17 962		19 142		14 096	

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage						
Production d'électricité thermique	7 194	-	8 023	-	3 494	-
Usages internes de la branche	4 502	-3 285	4 627	-3 415	4 500	-3 327
Pertes et ajustement	1 083	226	1 055	183	653	55
Total (A)	12 779	-3 059	13 705	-3 232	8 647	-3 272

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie	2 284	3 355	2 598	3 446	2 864	3 484
Industrie	1 753	324	1 758	327	1 511	367
Résidentiel	249	37	242	34	262	44
Tertiaire	168	-	160	-	174	-
Agriculture	-	-	-	-	-	-
Transports (2)	-	-	-	-	-	-
Total (B)	4 454	3 716	4 759	3 807	4 811	3 895

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	80	-	83	-	90
------------------	---	----	---	----	---	----

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

Total corrigé (A + B + C)	17 970	19 122	14 171
<i>Dont corrections climatiques</i>	8	-20	75
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,97	1,06	0,79

(1) PR : produits de récupération.

(2) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2014

Pétrole

En kt

2012		2013		2014 p	
Brut	Raffiné	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné

Approvisionnement

Production énergie primaire (P)	807	388	793	377	766	384
Importations	56 820	43 145	56 173	41 127	54 184	41 394
Exportations	-183	-19 991	-68	-18 925	-20	-18 920
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	-405	+868	-603	+22	+327	-417
Soutes maritimes internationales		-2 426		-2 214		-1 886
Total disponibilités (D)	57 039	21 984	56 295	20 387	55 257	20 555

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage	56 536	-54 020	55 890	-53 863	54 769	-52 832
Production d'électricité thermique		881		563		446
Usages internes de la branche	-	-	-	-	-	-
Pertes et ajustement	503	1 652	405	935	488	1 736
Total (A)	57 039	-51 487	56 295	-52 365	55 257	-50 650

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie		29		25		19
Industrie		3 121		2 595		2 374
Résidentiel	-	6 890	-	6 880	-	6 867
Tertiaire	-	3 427	-	3 203	-	3 302
Agriculture		3 274		3 466		3 426
Transports (1)		44 299		43 963		43 840
Total (B)		61 040		60 131		59 828

Consommation finale non énergétique

Total (C)		12 603		12 218		12 698
------------------	--	---------------	--	---------------	--	---------------

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

Total corrigé (A + B + C)	79 195	76 279	77 133
<i>Dont corrections climatiques</i>	172	-403	1 321
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,97	1,06	0,79

(1) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2014

Gaz

En GWh PCS

2012		2013		2014 p	
Naturel	Industriels	Naturel	Industriels	Naturel	Industriels

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	5 845		3 753		193	
Importations	547 439	-	549 456	-	518 676	-
Exportations	-69 312	-	-58 305	-	-82 088	-
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	+9 859	-	+6 699	-	-15 547	-
Soutes maritimes internationales						
Total disponibilités (D)	493 831	-	501 603	-	421 234	-

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage	7 271		8 653		8 650	
Production d'électricité thermique	36 747	7 781	32 181	7 227	23 170	8 195
Usages internes de la branche	5 097	-2 510	6 441	-2 799	5 713	-2 838
Pertes et ajustement	521	-1 335	12 165	306	479	134
Total (A)	49 637	3 935	59 440	4 734	38 012	5 490

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie (1)	6 734	10318 / -	6 331	9776 / -14509	7 103	9862 / -
Industrie	130 327	-	121 673	-	121 498	-
Résidentiel Tertiaire	289 449	-	278 055	-	277 588	-
Résidentiel	213 731	-	205 186	-	204 876	-
Tertiaire	75 718	-	72 869	-	72 712	-
Agriculture	4 103	-	4 336	-	4 100	-
Transports (2)	1 190	-	1 210	-	1 228	-
Total (B)	431 803	-3 935	411 605	-4 734	411 517	-5 490

Consommation finale non énergétique

Total (C)	18 460	-	16 780	-	16 629	-
------------------	---------------	----------	---------------	----------	---------------	----------

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

Total corrigé (A + B + C)	499 899	487 824	466 158
<i>Dont corrections climatiques</i>	6 068	-13 779	44 924
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,97	1,06	0,79

(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 2014

Électricité (1)

En GWh

2012		2013		2014 p	
Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation

Approvisionnement

	H : 83098 N : 425406		H : 96821 N : 423685		H : 90832 N : 436474	
Production d'énergie primaire (P)						
Importations	11 984		11 687		7 872	
Exportations	-56 933		-60 148		-75 063	
Stocks (+= déstockage, -= stockage)						
Soutes maritimes internationales						
Total disponibilités (D)	463 555		472 044		460 115	

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage	-1 113	3 015	-1 076	2 743	-711	2 844
Production d'électricité thermique	-54 841		-53 004		-35 022	
Usages internes de la branche (2)		11337 31244		5521 31075		5214 31426
Pertes (3) et ajustement		36 293		40 332		37 758
Total (A)	-55 954	81 889	-54 080	79 671	-35 733	77 242

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie		10 584		10 412		10 517
Industrie		107 807		106 888		105 576
Résidentiel Tertiaire		299 546		304 899		290 654
Résidentiel		158 538		161 082		151 287
Tertiaire		141 008		143 817		139 367
Agriculture		8 450		8 760		8 750
Transports (4)		12 446		12 567		12 221
Total (B)		438 833		443 526		427 719

Consommation finale non énergétique

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

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

Total corrigé (A + B + C)	464 767	469 117	469 227
Dont corrections climatiques	1 212	-2 927	9 112
<i>Indice de rigueur climatique</i>	<i>0,97</i>	<i>1,06</i>	<i>0,79</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.

(4) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2014

Énergies renouvelables thermiques et déchets

En ktep

2012	2013	2014 p
------	------	--------

Approvisionnement

Production d'énergie primaire (P)	16 294	17 596	16 272
Importations	423	461	565
Exportations	-130	-207	-212
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	-	-	-
Soutes maritimes internationales			
Total disponibilités (D)	16 587	17 850	16 625

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage	-	-	-
Production d'électricité thermique	2 256	2 141	2 092
Usages internes de la branche	205	228	228
Pertes et ajustement	2	2	2
Total (A)	2 464	2 372	2 322

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie	-	-	-
Industrie	1 570	1 864	1 864
Résidentiel Tertiaire	9 895	10 374	10 720
Résidentiel	9 127	9 540	9 832
Tertiaire	767	834	888
Agriculture	145	145	145
Transports (1)	2 678	2 687	2 955
Total (B)	14 287	15 070	15 684

Consommation finale non énergétique

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

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

Total corrigé (A + B + C)	16 751	17 442	18 006
<i>Dont corrections climatiques</i>	164	-408	1 382
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,97	1,06	0,79

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

(1) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2014





Bilans de l'énergie 2012-2013-2014 **(Données non corrigées des variations climatiques)**

Bilan de l'énergie 2014

En Mtep

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

Approvisionnements

Production d'énergie primaire (P)	0,12		0,77	0,40	0,01		H : 7,81 N : 113,75		16,27	139,14
Importations	8,18	0,60	54,18	41,51	39,94	-	0,68		0,56	145,65
Exportations	-0,15	-0,04	-0,02	-18,97	-6,32	-	-6,46		-0,21	-32,17
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	+0,09	-0,09	+0,33	-0,38	-1,20	-			-	-1,25
Soutes maritimes internationales				-1,80						-1,80
Total disponibilités (D)	8,72	55,26	20,75	32,44	-	115,78			16,62	249,57
										76,01
Indépendance énergétique (P/D)	1,4%		1,5%		0,0%		105,0%		97,9%	55,8%

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			54,77	-52,85	0,67		-0,06	0,24		2,76
Production d'électricité thermique	2,15	-		0,45	1,78	0,63	-3,01		2,09	4,09
Usages internes de la branche (3)	2,79	-2,24	-	0,00	0,44	-0,22		0,45	0,23	4,15
Pertes et ajustement	0,40	0,04	0,49	1,13	0,04	0,01		79,46	0,00	81,57
Total (A)	5,34	-2,20	55,26	-51,28	2,93	0,42	-3,07	82,85	2,32	92,57

Consommation finale énergétique (non corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie (4)	1,77	2,32		0,02	0,55	0,76		0,90	-	5,14
Industrie	0,90	0,24		2,17	9,02	-		9,08	1,86	23,28
Résidentiel Tertiaire	0,23	0,03		9,01	18,25	-		24,21	9,34	61,06
Agriculture	-	-		3,46	0,32	-		0,75	0,15	4,67
Transports (5)	-	-		44,74	0,09	-		1,05	2,96	48,84
Total (B)	2,90	2,60	-	59,40	28,23	-0,42		36,00	14,30	143,00

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,08		12,63	1,28	-				13,99
------------------	----------	-------------	--	--------------	-------------	----------	--	--	--	--------------

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

Total non corrigé (A + B + C)	8,72		76,01		32,44		115,78		16,62	249,57
Corrections climatiques	0,05		1,34		3,46		0,78		1,38	7,01

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 2014

Bilan de l'énergie 2013

En 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	0,39	0,29		H : 8,33 N : 110,41		17,60	137,94
Importations	10,56	0,60	56,17	41,17	42,31	-	1,01		0,46	152,28
Exportations	-0,11	-0,01	-0,07	-19,01	-4,49	-	-5,17		-0,21	-29,06
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	+0,80	-0,15	-0,60	+0,01	+0,52	-			-	+0,58
Soutes maritimes internationales				-2,11						-2,11
Total disponibilités (D)	11,82		56,30	20,46	38,62	-	114,57		17,85	259,62
									76,76	
Indépendance énergétique (P/D)	1,1%		1,5%		0,7%		103,6%		98,6%	53,1%

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			55,89	-53,88	0,67		-0,09	0,24		2,82
Production d'électricité thermique	4,92	-		0,55	2,48	0,56	-4,56		2,14	6,09
Usages internes de la branche (3)	2,86	-2,30	-	0,00 0,00	0,50	-0,22		0,47 2,67	0,23	4,22
Pertes et ajustement	0,66	0,13	0,41	0,29	0,94	0,02		77,45	0,00	79,88
Total (A)	8,44	-2,17	56,30	-53,04	4,58	0,36	-4,65	80,83	2,37	93,02

Consommation finale énergétique (non corrigée du climat)

Sidérurgie (4)	1,61	2,30		0,02	0,49	0,75 -1,12		0,90	-	4,95
Industrie	1,06	0,22		2,44	9,47	-		9,19	1,86	24,24
Résidentiel Tertiaire	0,26	0,03		10,60	22,37	-		26,47	10,78	70,51
Agriculture	-	-		3,50	0,33	-		0,75	0,14	4,73
Transports (5)	-	-		44,88	0,09	-		1,08	2,69	48,74
Total (B)	2,93	2,54	-	61,44	32,75	-0,36		38,39	15,48	153,17

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,08		12,06	1,29	-				13,43
------------------	---	-------------	--	--------------	-------------	---	--	--	--	--------------

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

Total non corrigé (A + B + C)	11,82		76,76		38,62		114,57		17,85	259,62
Corrections climatiques	-0,01		-0,41		-1,06		-0,25		-0,41	-2,14

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 2014

Bilan de l'énergie 2012

En 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 ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	0,12		0,81	0,41	0,45		H : 7,15 N : 110,86		16,29	136,09
Importations	10,05	0,69	56,82	43,11	42,15	-	1,03		0,42	154,28
Exportations	-0,11	-0,05	-0,18	-20,09	-5,34	-	-4,90		-0,13	-30,80
Stocks (+= déstockage, -= stockage)	+0,51	-0,14	-0,41	+0,87	+0,76	-			-	+1,59
Soutes maritimes internationales				-2,32						-2,32
Total disponibilités (D)	11,07		57,04	21,98	38,02	-	114,14		16,59	258,84

79,02

Indépendance énergétique (P/D)	1,1%		1,5%		1,2%		103,4%		98,2%	52,6%
---------------------------------------	-------------	--	-------------	--	-------------	--	---------------	--	--------------	--------------

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage			56,54	-54,05	0,56		-0,10	0,26		3,21
Production d'électricité thermique	4,37	-		0,85	2,83	0,60	-4,72		2,26	6,19
Usages internes de la branche (3)	2,79	-2,21	-	0,00	0,39	-0,19		0,98	0,21	4,64
Pertes et ajustement	0,68	0,16	0,50	0,77	0,04	-0,10		2,69	0,00	79,45
Total (A)	7,83	-2,05	57,04	-52,43	3,82	0,30	-4,81	81,32	2,46	93,49

Consommation finale énergétique (non corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie (4)	1,41	2,24	0,03	0,52	0,79	-1,10		0,91	-	4,81
Industrie	1,07	0,22		2,88	9,99	-		9,27	1,57	25,00
Résidentiel Tertiaire	0,25	0,03		10,29	21,87	-		25,66	9,73	67,83
Agriculture	-	-		3,30	0,32	-		0,73	0,14	4,49
Transports (5)	-	-		45,21	0,09	-		1,07	2,68	49,05
Total (B)	2,74	2,48	-	61,72	32,78	-0,30		37,64	14,12	151,17

Consommation finale non énergétique

Total (C)	-	0,07		12,69	1,42	-				14,19
------------------	----------	-------------	--	--------------	-------------	----------	--	--	--	--------------

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

Total non corrigé (A + B + C)	11,07		79,02		38,02		114,14		16,59	258,84
Corrections climatiques	0,01		0,18		0,47		0,10		0,16	0,92

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 2014



Bilan électrique dans les DOM 2012-2013-2014

Bilan électrique dans les DOM en 2014

En 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 d'énergie primaire (P)	246		81		551		671		17		1 566
Importations	-		-		-		-		-		-
Exportations	-		-		-		-		-		-
Total disponibilités (D)	246		81		551		671		17		1 566

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production d'électricité thermique	-1 563		-1 565		-359		-2 311		-283		-6 080
Usages internes de la branche ²		14		18		13		5		0	50
Pertes et ajustement		90		138		96		251		16	690
Total (A)	-1 563	299	-1 565	236	-359	135	-2 311	384	-283	26	1 081

Consommation finale énergétique (non corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie		-		-		-		-		-	-
Industrie		85		129		42		332			588
Résidentiel		724		602		299		1 171		190	2 986
Tertiaire ³		698		675		434		1 073		84	2 964
Agriculture		1		4		1		18			24
Transports (hors soutes)		-		-		-		3			3
Total (B)		1 508		1 410		776		2 597		274	6 565

Consommation finale non énergétique

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

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

Total non corrigé (A + B + C)	244		81		552		670		17		1 566
--------------------------------------	------------	--	-----------	--	------------	--	------------	--	-----------	--	--------------

(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 2013

En 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 d'énergie primaire (P)	256		76		534		803		17		1 685	
Importations	-		-		-		-		-		-	
Exportations	-		-		-		-		-		-	
Total disponibilités (D)	256		76		534		803		17		1 685	

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production d'électricité thermique	-1 562		-1 591		-349		-2 138		-268		-5 909	
Usages internes de la branche ²	14	93	21	154	12	78	5	255	0	15	52	698
Pertes et ajustement		201		154		78		255		10		698
Total (A)	-1 561	308	-1 591	265	-349	114	-2 138	391	-268	25	-5 909	1 104

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				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)	257		76		534		803		17		1 686	
--------------------------------------	------------	--	-----------	--	------------	--	------------	--	-----------	--	--------------	--

(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

En 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 d'énergie primaire (P)	207		81		608		703		15		1 616	
Importations	-		-		-		-		-		-	
Exportations	-		-		-		-		-		-	
Total disponibilités (D)	207		81		608		703		15		1 616	

Emplois

Consommation de la branche énergie

Raffinage ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production d'électricité thermique	-1 610		-1 600		-266		-2 241		-256		-5 973	
Usages internes de la branche ²		16		26		15		6		14		63
Pertes et ajustement		92		169		75		278		11		736
Total (A)	-1 610	311	-1 600	286	-266	110	-2 241	422	-256	25	-5 973	1 155

Consommation finale énergétique (non corrigée des variations climatiques)

Sidérurgie		-		-		-		-		-		-
Industrie		62		108		23		219		168		412
Résidentiel		742		606		290		1 107		78		2 913
Tertiaire ³		701		678		450		1 173				3 080
Agriculture		1		3		1		19				24
Transports (hors soutes)		-		-		-		3				3
Total (B)		1 507		1 395		764		2 521		246		6 433

Consommation finale non énergétique

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

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

Total non corrigé (A + B + C)	208		81		608		702		15		1 615	
--------------------------------------	------------	--	-----------	--	------------	--	------------	--	-----------	--	--------------	--

(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 à part la chaleur. Cette dérogation ayant expiré en 2013 pour l'année de constat 2012, la France transmet désormais 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 complété à terme par des bilans DOM pour les autres énergies.

La séparation des estimations entre le secteur résidentiel et le secteur tertiaire, disponible pour le bilan 2012 de 2005 à 2012, a été également estimée pour 2013, et à titre rétrospectif sur les années 2002 à 2004. La série est donc aujourd'hui disponible pour douze années. L'ambition est à terme de reconstituer une série complète depuis 1990 si possible, de façon à pouvoir suivre séparément, sur longue période, l'évolution de la consommation de ces deux secteurs.

L'ensemble des modifications introduites à l'occasion de ce bilan 2014 est présenté en annexe 7 (page 150).

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.

- La **production solaire thermique** est calculée avec la méthodologie développée par l'association européenne de la filière solaire thermique, en relation avec le « Solar Heating and Cooling Programme » de l'Agence internationale de l'énergie (IEA-SHC). Cette

méthodologie a été recommandée par Eurostat, fin 2012, pour tous les États membres de l'Union européenne, dans le cadre d'une action concertée.

Par cette méthode, on calcule la production en fonction des surfaces installées, des types de capteur (vitré ou souple) ; de surcroît dans le cas de capteur vitré on distingue deux types d'installation (eau chaude seule et combinée). On tient également compte des coefficients d'ensoleillement au niveau régional. La production est calculée selon la formule suivante :

Production d'énergie finale régionale (en kWh) = coefficient d'ensoleillement régional x (0,29 x surface capteur souple en m² + 0,44 x surface capteur vitré en m² pour production eau chaude + 0,33 x surface capteur vitré en m² pour production combinée d'eau chaude et chaleur).

La production totale est obtenue en additionnant les productions régionales ainsi calculées.

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 $0,086 / 0,33 = 0,260606...$ 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

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 DJU_0 , moyenne des DJU sur la période de référence.

Le ratio DJU / DJU_0 est appelé indice de rigueur 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 DJU₀ associé, le DJU et l'indice de rigueur de l'année.

Degrés-jours et indice de rigueur

	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	2014
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	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	2 155	1 603
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	1,064	0,791

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).

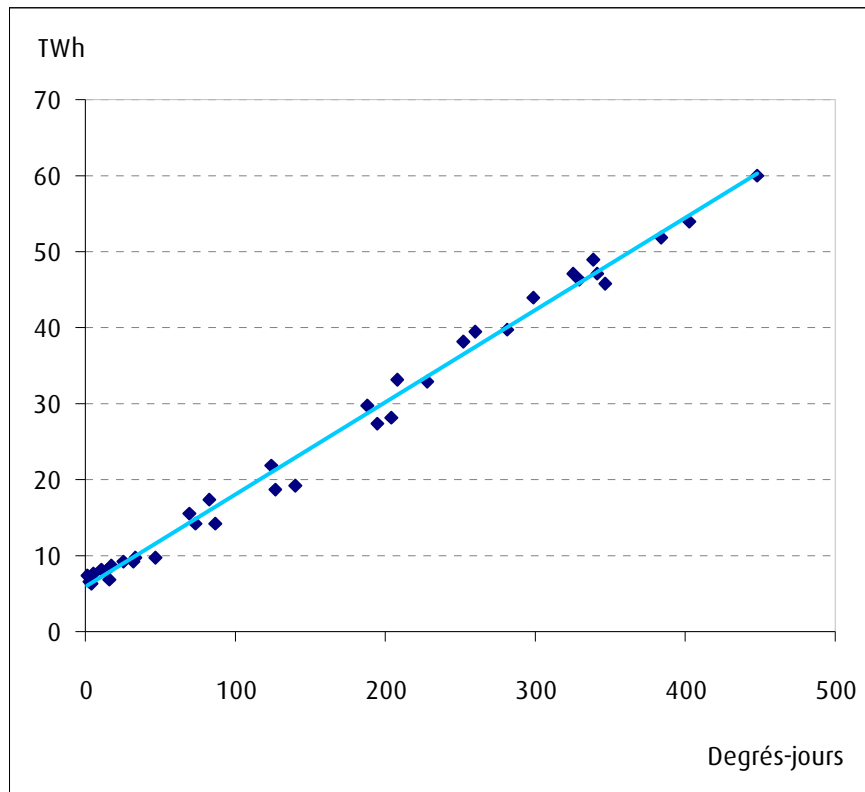
Appelons C_R l'énergie réelle consommée, et C_{CVC} l'énergie qui aurait été consommée si les températures réelles avaient correspondu aux températures moyennes.

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 distribué en fonction des degrés jours du mois entre 2012 et 2014



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 :

$$C_R = \text{consommation non sensible au climat} + \text{consommation sensible au climat} \\ = C_{CVC}(1-p) + \gamma DJU, \text{ où } \gamma \text{ est à déterminer}$$

Si $DJU = DJU_0$, alors, par définition, $C_R = C_{CVC}$. On en déduit $\gamma = p \times C_{CVC} / DJU_0$, soit

$$C_R = C_{CVC} \left(1 - p + p \frac{DJU}{DJU_0} \right)$$

On peut vérifier ainsi que, si $DJU = DJU_0$, 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	Énergie	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	2014
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	10	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	72
Tertiaire	Gaz naturel						63	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	60
Résidentiel-tertiaire	Électricité	18	17	17	17	17										
Résidentiel	Électricité						20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Tertiaire	Électricité						9	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	70
Résidentiel-tertiaire	Charbon	75	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)									
Dont corrections climatiques									

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 parachimiques.

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 NCE²¹)

- branche énergie : E01 à E06, E09, E08 partiel²² ;
- sidérurgie : E16 ;
- industrie : E12 à E14, E18 à E39 ;
- résidentiel : E08 partiel, E52 (comporte également des postes hors nomenclature tels que les consommations énergétiques 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.

²¹ Cf. annexe 5 pour la correspondance avec la nomenclature d'activités française.

²² 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	Sucrieries	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
E34	Industrie textile, du cuir et de l'habillement	33.16	Réparation et maintenance d'aéronefs et d'engins spatiaux
		13	Fabrication de textile
		14	Industrie de l'habillement et des fourrures
E35	Industrie du papier et du carton	15	Industrie du cuir et de la chaussure
		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	41.2	Construction de bâtiments résidentiels et non résidentiels
		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 2014

Produits pétroliers

- La part de naphta servant dans les vapocraqueurs pour la production de gaz d'extraction, fioul lourd et aux pertes et ajustements a été transférée de la rubrique « consommation finale énergétique » vers la rubrique « consommation finale non énergétique », car elle ne fait pas l'objet d'une combustion. La rétropolation a été effectuée depuis 2002.
- Une investigation relative à un site de l'industrie chimique a permis de transférer sa consommation de gaz de pétrole liquéfié (GPL) de la rubrique « consommation finale énergétique » vers la rubrique « consommation finale non énergétique ». La rétropolation a été effectuée depuis 2006.
- Gaz de raffinerie : on exclut désormais de la production (et donc de la consommation) la part de gaz naturel traité par le « Steam Methane Reformer » de la raffinerie de Gonfreville (mis en service en 2008) qui produit de l'hydrogène en amont des processus de raffinage.

Énergies renouvelables thermiques et déchets

- À partir de l'année de constat 2013, l'ensemble des déchets incinérés, avec une valorisation énergétique, est assimilé aux déchets urbains et aux déchets industriels. Les déchets renouvelables correspondent quant à eux à la moitié des déchets urbains, en application des recommandations des instances internationales. Les déchets industriels sont considérés comme non renouvelables.
- La série relative à la consommation de bois-énergie des ménages a été révisée en prenant en compte les résultats de l'enquête logement 2013 de l'Insee.
- La série de données sur les biocarburants a été révisée de 2005 à 2013.

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
CFBP	Comité français du butane et du propane
Citepa	Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique
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
E.ON	E.ON France
ERDF	Électricité réseau distribution France
ETBE	Ethyl-tertio-butyl-éther
FAB	franco à bord
FBCF	formation brute de capital fixe
FFA	Fédération française de l'acier
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
GRTgaz	Gestionnaire de réseau de transport du gaz
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
n.d.	non disponible

n.s.	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
Rica	Réseau d'information comptable agricole
RTE	Réseau de transport d'électricité
SEI	systèmes énergétiques insulaires
SFIC	Syndicat français de l'industrie cimentière
SNCU	Syndicat national de chauffage urbain et de la climatisation urbaine
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
TIGF	Transport et infrastructures gaz France
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 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 2015 ;
- « Chiffres clés du climat » : dernière édition parue en novembre 2014 ;
- « Chiffres clés des énergies renouvelables » : dernière édition parue en octobre 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'enquêtes ou d'exploitations 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 relative aux données 2012, parue en janvier 2015 ;
- « Les ventes de produits pétroliers : résultats par produit et par département », dernière édition relative aux données 2013, parue en décembre 2014 ;
- « Enquête annuelle sur le marché du gaz naturel », dernière édition relative aux résultats 2013, parue en février 2015 ;
- « L'activité de la pétrochimie en France », dernière édition relative aux données 2013, parue en septembre 2014 ;
- « Prix du gaz et de l'électricité dans l'Union européenne », dernière édition relative aux données 2013, parue en novembre 2014.

Deux publications conjoncturelles sont également éditées par la sous-direction des statistiques de l'énergie dans cette collection :

- La conjoncture énergétique, qui paraît onze fois par an (à l'exception du mois d'août) ;
- Le tableau de bord trimestriel éolien – photovoltaïque. Il paraît deux mois après la fin du trimestre considéré.

Enfin, certaines études thématiques paraissent également dans cette collection :

- « Les évolutions de l'énergie dans les régions françaises entre 2002 et 2012 », parue en mai 2015 ;
- « Objectifs énergétiques Europe 2020 : la France doit poursuivre ses efforts pour les énergies renouvelables », parue en août 2014 ;
- « L'intensité énergétique a baissé dans l'industrie entre 2001 et 2012 », parue en juillet 2014 ;
- « Logements en France métropolitaine en 2012 : plus de la moitié des résidences principales ont une étiquette énergie D ou E », parue en juillet 2014 ;
- « En matière d'énergie, les exploitations agricoles consomment majoritairement des produits pétroliers », parue en mai 2014 ;
- « Baromètre d'opinion sur l'énergie et le climat en 2013 », parue en août 2013 ;
- « L'évolution du mix électrique dans le monde entre 1980 et 2010 », parue 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 :

- « L'énergie en 2011 dans le secteur tertiaire marchand : des usages différenciés suivant les activités », paru en avril 2015 ;
- « 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 ;

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. Leur sera substituée fin 2015 une programmation pluriannuelle de l'énergie.

Sources

Ce bilan énergétique de la France pour 2014 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.cdpd.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
Électricité de Mayotte :	http://www.electricitedemayotte.com
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
GRTgaz :	http://www.grtgaz.com
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
SFIC :	Syndicat français de l'industrie cimentière http://www.infociments.fr
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/
SOeS :	Service de l'observation et des statistiques http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr
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/
TIGF :	Transport et infrastructures gaz France https://www.tigf.fr



Commissariat général au développement durable

Service de l'observation et des statistiques

Sous-direction des statistiques de l'énergie

Tour Séquoia

92055 La Défense cedex

www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr

Bureau de la diffusion

Tour Séquoia

92055 La Défense cedex

Mél : diffusion.soes.cgdd

@developpement-durable.gouv.fr

ISSN : 2102-474X

ISBN : 978-2-11-138810-9





Ministère de l'Écologie du Développement durable et de l'Énergie

Commissariat général au développement durable

Service de l'observation et des statistiques

Sous-direction des statistiques de l'énergie

Tour Séquoia

92055 La Défense cedex

