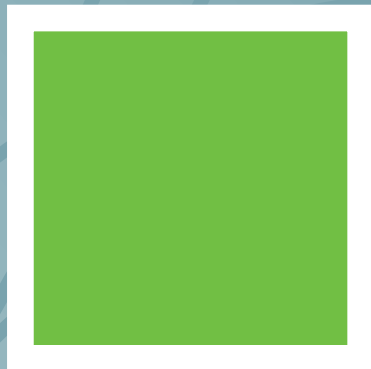
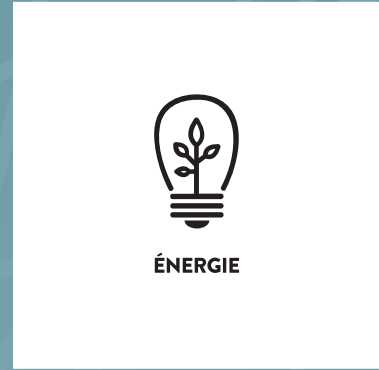


D

A



T

A

L

A

B

Commissariat général au développement durable

Bilan énergétique de la France pour 2016

MARS 2018

sommaire

Bilan énergétique de la France pour 2016

- 4 - Avant-propos
- 5 - Les prix de l'énergie
- 19 - L'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine
- 37 - Transformation, transport et distribution d'énergie en France métropolitaine
- 53 - La consommation d'énergie par forme d'énergie en France métropolitaine
- 71 - La consommation d'énergie par secteur et usage en France métropolitaine
- 83 - Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie
- 87 - Bilan énergétique dans les départements d'outre-mer
- 96 - Données clés
- 99 - Annexes
- 134 - Sigles et abréviations
- 135 - Pour en savoir plus
- 136 - Sources

Document édité par :
**Le service de la donnée et des études
statistiques (SDES)**

*Chiffres arrêtés au 30 novembre 2017.
L'arrondi de la somme n'est pas toujours égal à la somme des arrondis.*

contributeurs

FXD

François-Xavier Dussud
Coordinateur

francois-xavier.dussud@developpement-durable.gouv.fr

FG

Fabien Guggemos
Coordinateur

fabien.guggemos@developpement-durable.gouv.fr

NR

Nicolas Riedinger
Coordinateur

nicolas.riedinger@developpement-durable.gouv.fr

Rédacteurs du SDES

Mathieu Baudry, Kévin Chaput,
Yves Coltier, François-Xavier Dussud,
Mathieu Écoiffier, Fabien Guggemos,
Michel Huwer, Jean Lauverjat,
Pascal Lévy, Élodie Martial,
Évelyne Misak, David Mombel,
Nicolas Riedinger

avant-propos



Depuis 1982, le service statistique ministériel en charge de l'énergie établit et diffuse le bilan énergétique annuel de la France. Cette année, le Service de la donnée et des études statistiques en présente une édition profondément remaniée. D'une part, la méthodologie et la présentation du bilan sont alignées sur celles de l'Agence internationale de l'énergie. D'autre part, il est enrichi d'un bilan monétaire, limité cette année à l'électricité et au charbon, mais destiné à être étendu à l'ensemble des formes d'énergie dès la prochaine édition. L'analyse sur les prix ainsi que celles sur la transformation, le transport et la distribution d'énergie y sont étoffées. Le calendrier du bilan évolue aussi : il est publié, dans sa forme intégrale, plus tardivement que par le passé, pour fournir des résultats définitifs. En contrepartie, il est précédé d'un bilan provisoire, donnant les principaux chiffres de l'année N dès le printemps de l'année N+1.

— **Sylvain Moreau**

CHEF DU SERVICE DE LA DONNÉE ET DES ÉTUDES STATISTIQUES (SDES)

partie 1

Les prix de l'énergie

— Dans un contexte de très faible inflation générale, entreprises et ménages bénéficient en 2016 d'une baisse du prix moyen de l'énergie à la consommation. La baisse pour les ménages atteint 2,8 % mais affecte plus fortement les prix des carburants que ceux de l'énergie utilisée dans les logements. Comme les années précédentes, elle est tirée en premier lieu par le recul des prix du pétrole brut et du gaz, malgré la remontée des cours en fin d'année.



1.1 Un prix de l'énergie globalement en baisse pour la troisième année consécutive

Dans un contexte de très faible inflation générale (+ 0,2 %), les ménages bénéficient d'une baisse du prix moyen de l'énergie à la consommation de 2,8 % en 2016 par rapport à 2015 (figure 1.1.1). Comme les années précédentes, la baisse en 2016 est portée, en premier lieu, par celle des prix du pétrole brut et du gaz, malgré la remontée des cours en fin d'année (cf. 1.2). Bien qu'atténuée par la hausse de la fiscalité sur les combustibles fossiles, la baisse atteint 4,4 % pour les carburants et lubrifiants. Les ménages payent également moins cher, dans une moindre mesure, l'énergie utilisée dans leur logement (électricité, gaz et autres combustibles ; - 1,5 %). En effet, l'augmentation du prix de l'électricité, en ralentissement, est plus que compensée par la diminution de ceux du gaz et des combustibles pétroliers (cf. 1.3, 1.4, 1.5).

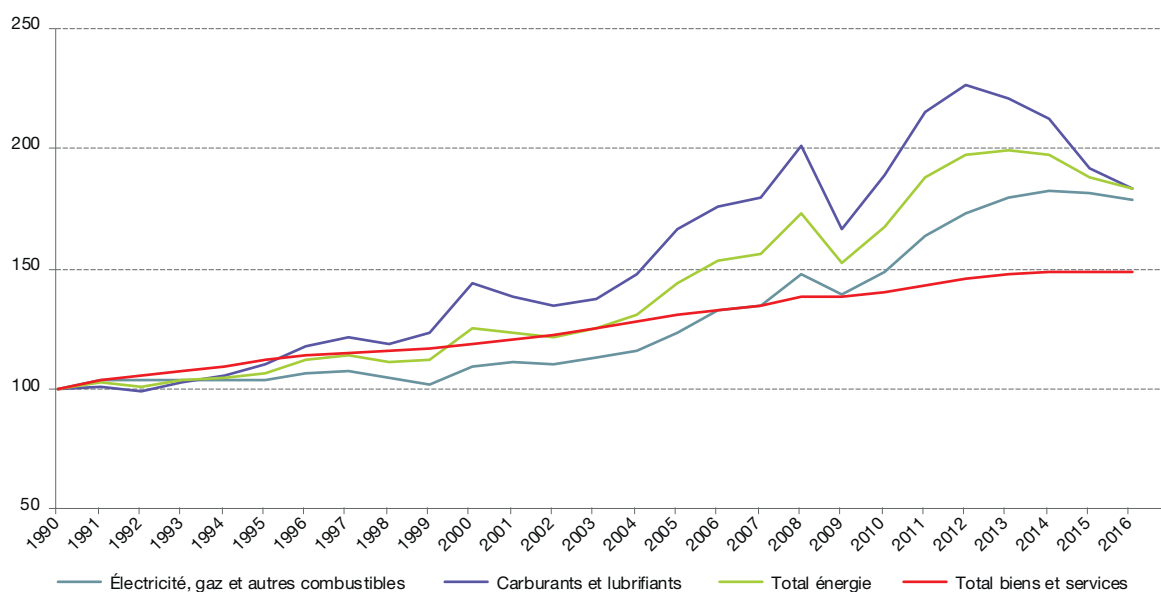
Sur longue période, l'énergie reste toutefois un bien plus onéreux que par le passé pour les ménages. Son prix a augmenté de 2,3 % par an en moyenne depuis 1990, en euros courants, alors que l'inflation générale annuelle ne s'est élevée qu'à 1,5 % sur la période. Les prix, d'une part, des

carburants et lubrifiants et, d'autre part, de l'énergie du logement, ont crû dans des proportions similaires entre 1990 et 2016, mais avec des évolutions contrastées entre différentes sous-périodes. Longtemps peu dynamique, le prix de l'énergie du logement a fortement accéléré depuis le milieu des années 2000. En revanche, celui des carburants et lubrifiants a atteint son pic en 2012 après deux décennies de croissance soutenue et a, depuis cette date, chuté de 19 %.

Comme les ménages, les entreprises bénéficient en 2016 de la poursuite de la baisse des cours du pétrole brut et du gaz. Les prix des produits pétroliers et du gaz payés par les entreprises baissent, en proportion, davantage que ceux des ménages, en raison d'un poids plus élevé des coûts d'approvisionnement (les prix des ménages incluant des coûts de transport et de distribution et des taxes plus élevés) (cf. 1.3 et 1.4). De surcroît, les entreprises bénéficient d'une baisse sensible du prix de l'électricité (cf. 1.5). Celui du charbon diminue également, sauf pour la production d'électricité et de chaleur (cf. 1.2).

Figure 1.1.1 : prix à la consommation

Base 100 en 1990



Source : Insee

1.2 Prix du charbon

1.2.1 PRIX DE GROS DU CHARBON

Comme les autres produits énergétiques, le charbon fait l'objet d'échanges internationaux, soit de gré à gré, soit sur des marchés organisés, au comptant ou à terme. Deux marchés sont à distinguer : celui du charbon-vapeur et celui du charbon à coke. Le premier, aux exigences de qualité moindre que le second, s'échange en général à des prix inférieurs (figure 1.2.1.1).

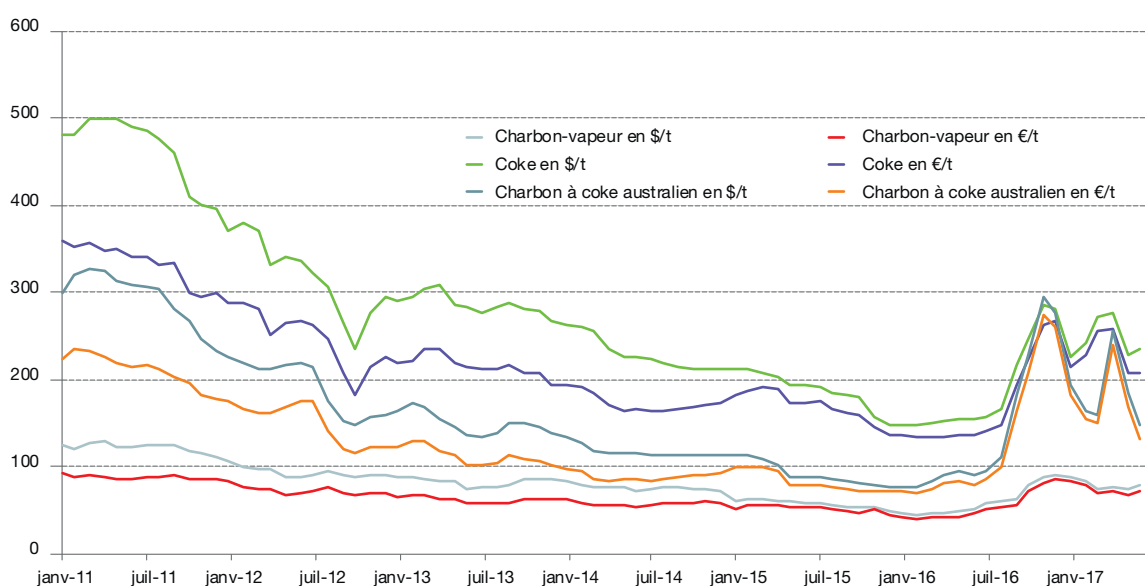
Le prix du charbon-vapeur a connu une baisse quasi continue entre avril 2011 et février 2016, passant de 128 \$/t à 44 \$/t sur le marché spot européen. Cette chute est notamment liée au développement de l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis et à son utilisation pour la production électrique au détriment du charbon ainsi qu'au repli de la demande de charbon en Chine. Ce repli peut lui-même s'expliquer par le ralentissement de la croissance économique de la Chine et par sa diversification énergétique progressive. La tendance s'est toutefois inversée à partir du printemps 2016, le prix du charbon-vapeur se rapprochant du seuil de 100 \$/t début 2017. Ce rebond semble avoir été déclenché principalement par la diminution de la production chinoise suite à la réduction, décidée par le gouvernement en

avril 2016, du nombre de jours d'activité dans les mines (de 330 jours à 276 jours par an) afin de diminuer les surcapacités et limiter la pollution locale.

Le charbon à coke originaire d'Australie, premier pays exportateur, constitue la principale référence de prix international pour ce type de charbon. Son prix a enregistré un pic en mars 2011 à 327 \$/t, dans le contexte de très fortes inondations ayant endommagé les infrastructures minières de l'État australien du Queensland fin 2010 et début 2011. Le rétablissement progressif de ces infrastructures et, sur le plus long terme, le développement de nouvelles capacités au niveau mondial associé au ralentissement de la demande d'acier ont ensuite provoqué une chute des cours jusqu'à 77 \$/t en décembre 2015. Ce prix a rebondi à partir du printemps 2016, comme celui du charbon-vapeur, en raison principalement des restrictions d'activité minière en Chine.

Le coke, obtenu par transformation du charbon à coke, fait également l'objet de cotations sur des marchés organisés, même s'il est en France principalement produit et consommé dans des installations intégrées. Son prix observé sur le marché apparaît très lié à celui du charbon à coke australien même s'il est logiquement plus élevé, devant couvrir la rémunération des transporteurs et des cokeries.

Figure 1.2.1.1 : prix spot du charbon vapeur et du coke sur le marché Anvers-Rotterdam-Amsterdam (ARA) ainsi que du charbon à coke australien



Note : les prix du charbon-vapeur et du coke sont des prix coût, assurance et fret inclus (CAF) et les prix du charbon à coke australien sont donnés franco à bord (FAB).
Source : IHS McCloskey

Le charbon est principalement importé sous forme primaire en France et son prix moyen s'est élevé à 89 €/t en 2016 (figure 1.2.1.2). Il demeure stable sur un an, malgré le rebond des prix spots sur les marchés internationaux, mais a baissé moins fortement que ces derniers les années précédentes (- 31 % depuis 2012), ce qui s'explique probablement par l'existence de contrats à terme. Des quantités moindres de charbon dérivé, essentiellement du coke, ont été importées à un prix plus élevé (201 €/t), également en baisse sensible par rapport à 2012 (- 25 %). Les prix à l'exportation du charbon primaire et du charbon dérivé, qui concernent des quantités beaucoup plus faibles, ont connu des évolutions similaires.

Figure 1.2.1.2 : prix moyens du charbon primaire et dérivé à l'importation et à l'exportation

En €/t

	2012	2013	2014	2015	2016
Importations	134	101	97	93	92
Charbon primaire	128	98	91	88	89
Charbon dérivé	269	218	205	215	201
Exportations	151	75	101	100	80
Charbon primaire	133	70	78	84	57
Charbon dérivé	196	166	214	193	158

Source : DGDDI

1.2.2 PRIX DU CHARBON POUR LES CONSOMMATEURS

La filière fonte (*i.e.* les cokeries, les hauts-fourneaux et les installations en aval de ces derniers dans les sites intégrés) a payé le charbon primaire qu'elle a consommé 99 €/t en moyenne en 2016, en baisse de 4,5 % sur un an et de 45 % depuis 2012 (figure 1.2.2.1). Ce prix est, de manière générale, supérieur au prix moyen du charbon primaire importé en France : en effet, la filière fonte consomme principalement du charbon à coke, de qualité élevée. Les producteurs d'électricité et/ou de chaleur, exclusivement consommateurs de charbon-vapeur, ont payé ce dernier 68 €/t en moyenne en 2016, contre 65 €/t en 2015. Les prix pour les autres consommateurs (industrie hors sidérurgie, résidentiel et tertiaire) se sont élevés en moyenne à respectivement 109 €/t (en hausse de 5 % sur un an) et 211 €/t (en baisse de 3 % sur un an). Ces derniers prix intègrent probablement des marges de transport et d'intermédiation, dans la mesure où ces acteurs, consommant moins que les entreprises sidérurgiques intégrées et les producteurs d'électricité, sont moins susceptibles d'importer eux-mêmes le charbon.

Figure 1.2.2.1 : prix moyens à la consommation du charbon primaire et dérivé par secteur

En €/t

	2012	2013	2014	2015	2016
Consommation filière fonte	212	156	132	129	125
Charbon primaire	180	129	110	104	99
Charbon dérivé	239	179	152	151	148
Énergie (hors filière fonte)	84	74	70	65	68
Charbon primaire	84	74	70	65	68
Consommation finale totale	160	151	145	130	129
Charbon primaire	126	117	112	104	109
Charbon dérivé	274	264	232	218	211

Source : calculs SDES

1.3 Les prix du pétrole brut et raffiné poursuivent en 2016 leur chute entamée en 2013

1.3.1 PRIX DU PÉTROLE BRUT

Première énergie dans le mix énergétique mondial, le pétrole joue un rôle majeur dans l'économie internationale. Il fait l'objet de nombreuses transactions physiques ainsi que d'échanges d'intentions d'achat ou de vente futures, sur des marchés organisés ou de gré à gré. Il existe diverses qualités de pétrole brut, différenciées selon leurs caractéristiques physico-chimiques et l'origine de leur production. Le Brent, extrait de gisements en mer du Nord, est le pétrole brut de référence pour le marché européen, coté sur la place boursière Intercontinental Exchange (ICE) à Londres. Le West Texas Intermediate (WTI), coté à la bourse New York Mercantile Exchange (NYMEX) sert quant à lui de référence sur le marché américain, tandis que le Dubai Light est à destination des marchés asiatiques.

Après s'être effondré de plus de 70 % en un an et demi, pour atteindre en début d'année son plus bas niveau depuis douze ans, le cours du pétrole est reparti à la hausse tout au long de l'année 2016 (figure 1.3.1.1). Tombé à seulement 30,7 \$ en moyenne en janvier 2016, contre près de 112 \$ dix-huit mois auparavant, le baril de Brent est repassé au-dessus des 40 \$ au printemps, puis au-dessus des 50 \$ en fin d'année (53,3 \$ en décembre 2016). Calculé en moyenne annuelle, le cours du Brent demeure orienté à la baisse en 2016 (- 17 %), à 43,5 \$ le baril.

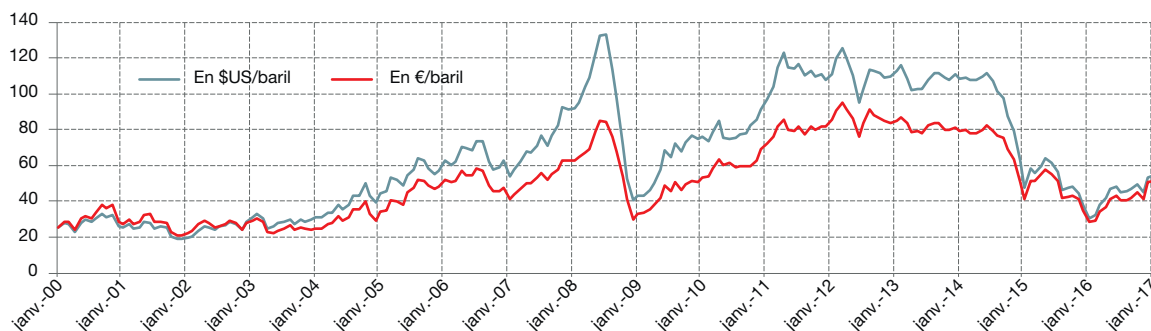
L'effondrement des cours observé au second semestre 2014 et en 2015 résulte du maintien de l'offre à un niveau excédant celui

d'une demande mondiale affaiblie, notamment par le ralentissement de l'économie chinoise. L'afflux de pétrole de schiste américain, qui a résisté un certain temps à la chute des prix, ainsi que le maintien de quotas de production élevés par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) durant cette période, ont contribué à suralimenter le marché mondial.

Face à la faiblesse des cours atteints en début d'année 2016, faisant fondre leur rente pétrolière, les principaux pays producteurs ont pris plusieurs initiatives pour essayer de stabiliser le marché. Dès février, l'accord passé entre quatre pays producteurs (Arabie Saoudite, Russie, Venezuela et Qatar) pour geler leurs niveaux de production à ceux de janvier et l'annonce d'une convocation des membres de l'OPEP pour discuter d'une stratégie de rééquilibrage du marché ont permis aux cours de rebondir. L'échec des négociations de Doha en avril et la levée de l'embargo sur le pétrole iranien n'ont pas enrayer la remontée des cours. Plusieurs autres facteurs ont joué en effet en faveur d'un rééquilibrage progressif entre l'offre et la demande au printemps et à l'été : baisse de la production américaine face à une demande intérieure en hausse, instabilité politique et sociale de certains pays producteurs, comme le Venezuela ou le Nigéria, arrêt temporaire de l'exploitation des sables bitumineux au Canada suite à d'importants feux de forêt. Enfin, les deux accords finalement conclus en décembre entre pays producteurs pour limiter leur production – l'un au sein de l'OPEP, l'autre entre pays non-membres de l'organisation – expliquent la nouvelle hausse observée fin 2016.

Figure 1.3.1.1 : cours moyen mensuel du baril de Brent daté

En dollars et en euros courants



Note : les moyennes mensuelles sont les moyennes des cotations quotidiennes du Brent daté en clôture à Londres.

Sources : Reuters ; DGE

partie 1 : les prix de l'énergie

Le prix du brut importé par les raffineurs français est proche du cours moyen du Brent daté. Il s'est ainsi élevé en moyenne à 297 € la tonne en 2016 (soit environ 44 \$ le baril), en baisse de 18 % sur un an, alors qu'il atteignait encore plus de 600 € la tonne en 2012 et 2013.

Figure 1.3.1.2 : prix moyen à l'importation du pétrole brut

En euros par tonne

	2012	2013	2014	2015	2016
Importations	652	619	562	361	297

Source : SDES, enquête auprès des raffineurs ; DGDDI

1.3.2 PRIX INTERNATIONAUX DES PRODUITS RAFFINÉS

Les produits pétroliers raffinés font l'objet de cotations au niveau international sur des marchés régionaux, comme celui de Rotterdam pour l'Europe du Nord ou de Gênes-Lavéra pour la Méditerranée. Les prix auxquels ils s'échangent varient sensiblement d'un produit à l'autre. Au-delà des équilibres économiques propres à chaque produit du fait d'usages différenciés, ils dépendent en effet de plusieurs facteurs liés à la qualité du produit, comme sa teneur énergétique, sa concentration en particules polluantes ou encore l'incorporation d'additifs.

En 2016, la France a importé des produits raffinés à un prix moyen de 384 € la tonne (figure 1.3.2.1). Ce prix reflète principalement celui des importations de gazole et fioul domestique (388 €/tonne), majoritaires dans les achats français de produits raffinés (cf. 2.3.2) et, dans une moindre mesure, de celui des importations de kérosène (384 €/tonne). Le prix moyen des exportations françaises s'est élevé, quant à lui, à 456 € la tonne pour l'ensemble des produits raffinés (574 €/t pour les produits non énergétiques ; 402 €/t pour les supercarburants). Les prix des produits raffinés suivent en tendance ceux du pétrole brut (cf. 1.3.2), mais dépendent aussi de facteurs spécifiques. Ils ont très fortement baissé ces dernières années, reculant de 10 % à 20 % selon les produits entre 2015 et 2016, tant à l'importation qu'à l'exportation.

Figure 1.3.2.1 : prix moyens des produits raffinés à l'importation et à l'exportation

En euros par tonne

	2012	2013	2014	2015	2016
Importations (I)	730	689	630	461	384
dont : gazole/fioul domestique	772	724	660	471	388
jet kérosène	785	746	695	488	384
gaz de pétrole liquéfié (GPL)	654	585	483	333	297
fioul lourd	593	554	513	343	275
produits non-énergétiques*	759	710	677	520	453
Exportations (E)	789	746	697	507	456
dont : gazole/fioul domestique	737	714	693	452	376
supercarburants	786	736	672	486	402
fioul lourd	518	483	428	252	192
produits non-énergétiques*	926	823	786	603	574

* Naphta, bitumes, lubrifiants.

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

1.3.3 PRIX À LA CONSOMMATION

En 2016, le prix moyen à la consommation du gazole s'élève à 1,10 €/l, celui du supercarburant sans plomb 98 (SP98) à 1,36 €/l et celui du supercarburant sans plomb 95 (SP95) à 1,30 €/l (hors régimes fiscaux dérogatoires) (cf. figure 1.3.3.1). Ces différences de prix toutes taxes comprises (TTC) trouvent principalement leur source dans les écarts de fiscalité entre le gazole et les supercarburants. Le gaz de pétrole liquéfié à usage de carburant est, quant à lui, sensiblement moins cher que les carburants traditionnels en raison d'une fiscalité beaucoup plus faible.

Dans le sillage du prix du pétrole brut, les prix des produits pétroliers diminuent en 2016. Du fait du poids de la fiscalité et de l'augmentation de la composante carbone des taxes intérieures de consommation, les baisses des prix toutes taxes comprises sont moins importantes que les prix hors toutes taxes (HTT). La baisse du prix du SP98 (-3,7 %) est légèrement inférieure à celle du gazole (-4 %), malgré l'augmentation de la fiscalité de ce dernier, au-delà de la composante carbone, pour faire converger sa fiscalité vers celle de l'essence. Les prix du fioul domestique et du GPL baissent de près de 10 %. Les consommateurs industriels bénéficient, quant à eux, d'une baisse du prix hors TVA du fioul lourd de près de 8 %.

partie 1 : les prix de l'énergie

Figure 1.3.3.1 : prix à la consommation des principaux produits pétroliers

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gazole (€/l)	HTT	0,49	0,49	0,63	0,41	0,53	0,68	0,74	0,69	0,63	0,48	0,41
	HTVA	0,90	0,91	1,06	0,84	0,96	1,12	1,17	1,13	1,07	0,96	0,92
	TTC	1,08	1,09	1,27	1,00	1,14	1,34	1,40	1,35	1,29	1,15	1,10
SP98 (€/l)	HTT	0,48	0,49	0,56	0,43	0,55	0,67	0,75	0,72	0,67	0,55	0,49
	HTVA	1,07	1,09	1,16	1,04	1,16	1,28	1,35	1,33	1,29	1,18	1,14
	TTC	1,28	1,31	1,39	1,24	1,38	1,54	1,62	1,59	1,54	1,42	1,36
SP95 (€/l)	HTT	0,45	0,46	0,53	0,40	0,52	0,64	0,71	0,67	0,63	0,50	0,44
	HTVA	1,03	1,06	1,13	1,01	1,12	1,25	1,31	1,29	1,24	1,13	1,09
	TTC	1,24	1,27	1,36	1,21	1,34	1,50	1,57	1,54	1,49	1,35	1,30
Fioul domestique (€/l)	HTT	0,49	0,48	0,64	0,42	0,54	0,69	0,75	0,72	0,66	0,51	0,43
	HTVA	0,54	0,54	0,70	0,48	0,60	0,74	0,81	0,78	0,72	0,59	0,53
	TTC	0,65	0,65	0,84	0,57	0,71	0,89	0,97	0,93	0,86	0,71	0,64
Gaz de pétrole liquéfié - carburant (€/l)	HTT	0,53	0,53	0,58	0,51	0,55	0,65	0,68	0,67	0,65	0,58	0,51
	HTVA	0,59	0,59	0,64	0,57	0,61	0,71	0,74	0,73	0,71	0,66	0,59
	TTC	0,71	0,71	0,76	0,68	0,73	0,85	0,88	0,87	0,86	0,79	0,71
Fioul lourd (€/t)	HTT	278	289	383	298	393	504	583	533	497	326	274
	HTVA	297	308	402	317	411	522	601	552	518	371	343

Note : le prix HTVA est obtenu par addition du taux normal de TICPE (majorations régionales incluses pour le gazole, le SP98 et le SP95) au prix hors toutes taxes.
 Source : DGEC, base de prix couvrant la France métropolitaine hors Corse, prix à la pompe du gazole, du SP98 et du SP95

1.4 Les prix du gaz accentuent leur recul en 2016

1.4.1 PRIX DE GROS DU GAZ NATUREL

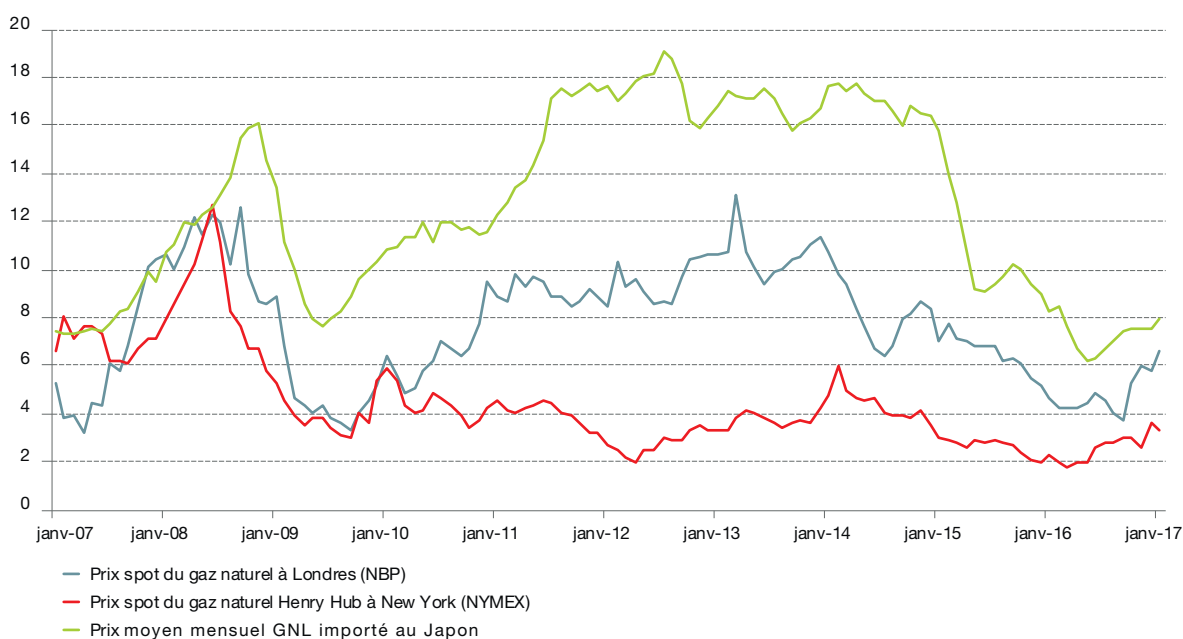
Le gaz naturel s'échange de gré à gré, en général via des contrats de long terme pouvant s'étendre sur plusieurs dizaines d'années, ou bien sur des marchés organisés, au comptant ou à terme. Moins dense et moins aisément transportable que le pétrole, le gaz naturel nécessite des infrastructures plus coûteuses pour être acheminé des zones de production à celles de consommation. Il s'échange ainsi à des prix reflétant des équilibres régionaux, entre offre et demande, qui peuvent fortement diverger d'une zone à l'autre. Au début de la décennie, les écarts de prix entre les principales zones de marchés se sont fortement creusés (figure 1.4.1.1). En effet, l'afflux du gaz de schiste aux États-Unis a tiré les prix à des niveaux particulièrement bas sur les marchés nord-américains tandis qu'à l'inverse, ceux-ci se sont envolés en Asie à la suite de la catastrophe de Fukushima. Les prix du gaz sur les marchés européens se sont maintenus à un niveau intermédiaire durant cette période. La croissance du commerce international de gaz naturel liquéfié (GNL)

contribue toutefois à la fluidification des échanges et à la réduction des écarts de prix observés entre les différentes zones de marché. Elle est favorisée tant par la hausse de la demande mondiale, soutenue notamment par celle de la Chine, que par la diversification de l'offre, caractérisée par l'essor de l'extraction de gaz au Moyen-Orient et l'arrivée des États-Unis parmi les pays exportateurs.

Le prix du gaz naturel sur le marché spot de Londres (National Balancing Point) est l'un des principaux prix de référence pour le marché continental européen. Il s'élève en moyenne à 4,7 \$/MBtu en 2016, contre 6,5 \$/MBtu l'année précédente. Mesuré en euros par mégawatt-heure (en pouvoir calorifique supérieur), il recule dans des proportions similaires, à 14,4 €/MWh. Tiré à la baisse par la faiblesse des cours du pétrole, il a ainsi atteint en cours d'année 2016 son plus bas niveau depuis le début de la décennie. En fin d'année, avec les tensions sur le marché de l'électricité et la hausse concomitante des cours du charbon, il a toutefois fortement rebondi, passant de 11,4 €/MWh à 21,2 €/MWh entre septembre 2016 et janvier 2017.

Figure 1.4.1.1 : cours moyen mensuel du gaz naturel sur les marchés spot NBP de Londres et NYMEX de New York, prix moyen mensuel du GNL importé par le Japon

En dollars courants/millions de British thermal unit (MBtu)



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

En France, les échanges se matérialisent au niveau de deux points d'échanges de gaz (PEG), rattachés aux deux zones d'équilibrage du réseau de transport (PEG Nord et Trading Region South (TRS)). La bourse du gaz pour le marché français est gérée par Powernext. En 2016, le prix spot du gaz naturel s'élève en moyenne à 14,3 €/MWh sur le PEG Nord et à 15,6 €/MWh sur la TRS, évoluant de façon similaire à celui du marché londonien. L'écart de prix entre les deux points d'échange s'est accentué au deuxième semestre, du fait d'un faible apport en GNL à Fos et en Espagne ainsi qu'aux maintenances d'été sur la liaison Nord/Sud connectant les deux zones d'équilibrage. Les prix à terme, légèrement plus élevés pour les produits à un an, ont suivi des tendances similaires.

Les importations françaises reposent encore à plus de 80 % sur des contrats de long terme négociés de gré à gré, principalement avec la Norvège, la Russie et l'Algérie. Bien que les évolutions des prix de marché occupent depuis la fin des années 2000 une importance croissante dans le calcul des tarifs des contrats de long terme, ces derniers demeurent encore très dépendants des cours du pétrole, sur lesquels ils étaient historiquement indexés. La chute des cours du pétrole depuis l'été 2014 explique ainsi en grande partie l'effondrement des prix auxquels la France a acheté du gaz naturel ces dernières années. Le prix moyen du gaz naturel importé par la France s'élève en effet à 16 €/MWh en moyenne en 2016, reculant de 30 % en un an et quasiment divisé par deux en seulement trois ans. La France réexporte par ailleurs du gaz naturel à des prix similaires (figure 1.4.1.2).

Figure 1.4.1.2 : prix moyen à l'importation du gaz naturel

En €/MWh PCS

	2012	2013	2014	2015	2016
Importations	31	30	26	23	16
Exportations	30	28	26	22	16

Source : calculs SDES, d'après GRTGaz, TIGF, les fournisseurs de gaz, DGDDI

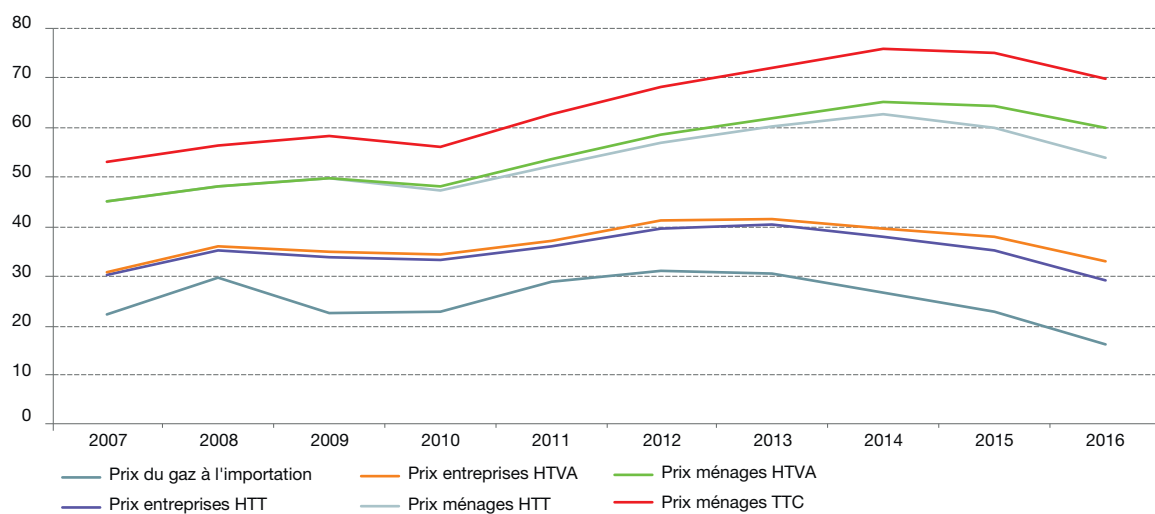
1.4.2 PRIX À LA CONSOMMATION DU GAZ NATUREL

En 2016, le prix du gaz hors TVA s'est élevé en moyenne à 60,0 €/MWh pour les ménages (69,6 €/MWh TTC) et 32,9 €/MWh pour les entreprises, en baisse respectivement de 6,7 % et 13,4 % par rapport à 2015 (figure 1.4.2.1). Cette baisse s'explique par celle du prix à l'importation du gaz, répercutée dans les prix des offres de marché et dans les tarifs réglementés s'appliquant aux consommateurs finals. Outre le coût de la molécule de gaz, ces prix doivent couvrir celui de son acheminement et de sa commercialisation. Ces postes de coût sont, en raison d'effets d'échelle, plus élevés pour les ménages que pour les entreprises, ce qui explique la majeure partie de la différence de prix HTVA entre les deux types de clientèles.

Le reste de l'écart de prix s'explique par la fiscalité, qui comprend, outre la TVA, la taxe intérieure sur la consommation de gaz (TICGN) et la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). Elle s'élève au total en 2016 à 6,0 €/MWh pour les ménages et 3,6 €/MWh pour les entreprises, en hausse de respectivement 1,6 €/MWh et 0,9 €/MWh par rapport à 2015, du fait principalement de l'augmentation de la composante carbone des taxes intérieures de consommation. En incluant la TVA (de 20 % sur la consommation et 5,5 % sur l'abonnement), le montant des taxes acquittées par les ménages en 2016 s'élève à 15,7 €/MWh.

Figure 1.4.2.1 : prix à la consommation du gaz naturel

En €/MWh PCS



Source : calculs SDES

1.5 La chute des prix de gros de l'électricité tire à la baisse les prix de la consommation

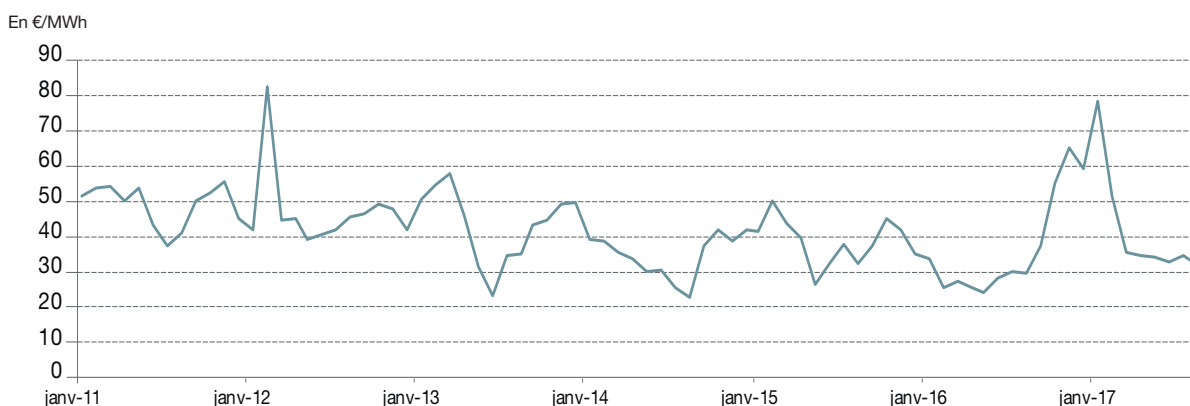
1.5.1 PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

L'électricité peut s'échanger de gré à gré ou sur des bourses. European Power Exchange (EpeX) Spot est la bourse du marché spot français. Les produits à terme peuvent, quant à eux, s'échanger sur la bourse European Energy Exchange (EEX) Power Derivatives. Le prix spot de l'électricité livrable en France (figure 1.5.1.1) s'établit à 36,7 €/MWh en moyenne en 2016. Il recule ainsi de 5 % par rapport à l'année précédente, se maintenant à des niveaux très bas durant le premier semestre, dans le prolongement de la baisse tendancielle observée depuis le début de la décennie. En fin d'année 2016, il a toutefois nettement rebondi, dans un contexte tendu sur les marchés européens en raison de la moindre disponibilité du parc nucléaire français (cf. 2.2.2) et de la forte hausse des prix du charbon et du gaz. Le prix spot a ainsi doublé entre septembre 2016 et janvier 2017, tiré également à la hausse par le pic de froid hivernal, avant de retomber dès le printemps. Les prix à terme de l'électricité, qui reflètent les anticipations des acteurs du secteur, sont aussi remontés en cours d'année 2016. Le prix du produit « base 2017 » est en effet passé de 27,6 €/MWh en moyenne sur le premier trimestre 2016 à

42,5 €/MWh sur le dernier trimestre. Les incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire se sont traduites par une forte poussée des prix à terme en octobre et novembre, dépassant les 50 €/MWh, avant de retomber en décembre avec l'annonce du redémarrage sous conditions de certains réacteurs.

La France exporte l'électricité à un prix en moyenne moins élevé que celui auquel elle l'importe. En 2016, ceux-ci s'élèvent respectivement à 32 €/MWh et 46 €/MWh (figure 1.5.1.2). La France, où le chauffage électrique est particulièrement développé, a tendance à importer en hiver durant les périodes de forte consommation (matinée et début de soirée), lorsque l'électricité est la plus chère, et à exporter la nuit et en été, lorsqu'elle est meilleur marché. Par ailleurs, le prix à l'importation peut comprendre un coût d'interconnexion, correspondant à une rémunération des gestionnaires de transport de part et d'autre de la frontière. La France ayant dû importer des quantités inhabituellement élevées d'électricité pour s'approvisionner en fin d'année 2016, période où les prix de gros ont flambé, l'écart entre prix à l'importation et prix à l'exportation a ainsi doublé par rapport à l'année précédente.

Figure 1.5.1.1 : prix Baseload moyen mensuel sur le marché European Power Exchange (EpeX) Spot France



Source : EpeX Spot

partie 1 : les prix de l'énergie

Figure 1.5.1.2 : prix moyens de l'électricité à l'importation et à l'exportation

En €/MWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Exportations (E)	44	39	33	38	32
Importations (I)	66	57	44	45	46

Source : DGDDI

En dehors des marchés de gros et des transactions de gré à gré, certaines productions d'électricité sont vendues à des prix régulés à des fournisseurs ou des intermédiaires. Certaines filières, que l'État souhaite développer, bénéficient d'obligations d'achat, leur garantissant un tarif défini sur une période de 10 à 20 ans. Ces tarifs, établis dans une logique de couverture de coûts, sont très hétérogènes entre filières (figure 1.5.1.3). La filière photovoltaïque bénéficie du tarif moyen le plus élevé en 2016, à 344 €/MWh. Celui-ci est tiré par les installations raccordées au démarrage de la filière et baisse à un rythme rapide. En effet, en raison de la forte diminution des coûts, les tarifs accordés aux nouvelles installations sont beaucoup moins élevés. À l'opposé, les tarifs les plus bas concernent la filière d'incinération des déchets ménagers, suivie par la petite hydraulique (les grandes installations hydrauliques ne bénéficiant pas d'obligations d'achat) et l'éolien.

Figure 1.5.1.3 : tarifs d'achat moyens des installations existantes

En €/MWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Photovoltaïque	502	478	426	376	344
Éolien	88	89	89	89	87
Hydraulique	64	67	72	74	75
Cogénération	134	137	134	130	125
Biogaz	102	107	113	121	139
Incinération	56	56	57	58	56
Biomasse	119	130	134	137	138
Toutes installations	136	140	143	140	137

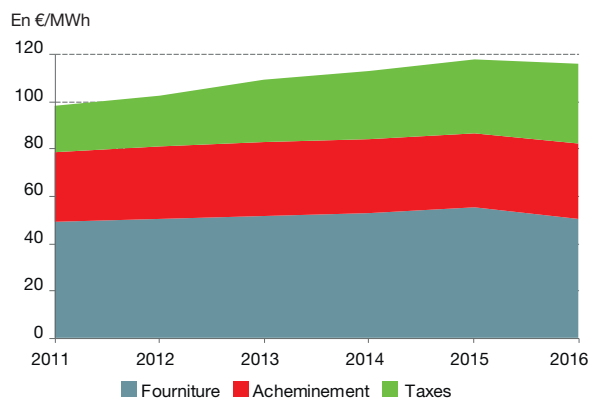
Source : calculs SDES, d'après CRE

Par ailleurs, dans le but de permettre une concurrence équitable entre fournisseur historique et fournisseurs alternatifs, ces derniers bénéficient depuis juillet 2011 de la possibilité d'acquiescer une partie de la production nucléaire d'EDF à un prix régulé, dans le cadre du mécanisme de « l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique » (Arenh). Ce prix, fixé à l'origine à 40 €/MWh, est passé à 42 €/MWh en janvier 2012 puis est resté inchangé depuis cette date.

1.5.2 LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ AUGMENTE LÉGÈREMENT POUR LES MÉNAGES ET DIMINUE POUR LES ENTREPRISES

En 2016, l'électricité est payée en moyenne 107 €/MWh hors TVA, tous consommateurs et tous type d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus. En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), ce prix moyen atteint 116 €/MWh en 2015, soit une baisse de 1,4 %. Il comprend une composante « fourniture », une composante « acheminement » et les taxes (figure 1.5.2.1).

Figure 1.5.2.1 : décomposition du prix moyen de l'électricité



Source : calculs SDES

La composante « fourniture » correspond à la rémunération du fournisseur et doit couvrir ses coûts d'approvisionnement ainsi que ceux de commercialisation. Elle s'élève en moyenne en 2016 à 51 €/MWh, en diminution par rapport à 2015, notamment en raison de la baisse du prix de gros de l'électricité.

La composante « acheminement » correspond au tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe), qui vise pour partie à couvrir les coûts de développement, de gestion et d'adaptation à la transition énergétique des réseaux de transport et de distribution, dont le barème est fixé par la Commission de régulation de l'énergie. Elle représente 32 €/MWh en moyenne en 2016, en légère hausse (+ 0,1 % sur un an).

partie 1 : les prix de l'énergie

Les taxes comprennent, outre la TVA, la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), qui est fusionnée avec la contribution au service public de l'électricité (CSPE) depuis le 1^{er} janvier 2016, les taxes locales sur la consommation finale d'électricité (TLFE) et la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). Hors TVA, elles représentent 25 €/MWh en moyenne en 2016, dont 18 € pour la TICFE. L'augmentation du taux normal de cette dernière de 3 €/MWh au 1^{er} janvier 2016 (par rapport au taux antérieur de CSPE) explique l'essentiel de la hausse des taxes par rapport à 2015. Depuis cette date, le niveau de la TICFE reste inchangé, l'augmentation des charges de service public de l'électricité étant financée par la fiscalité sur les énergies fossiles. En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), les taxes atteignent en moyenne 34 €/MWh en 2015.

Les prix de l'électricité sont très hétérogènes entre types de clients. Ils décroissent en général avec le volume d'électricité livré, en raison notamment d'effets d'échelle dans la commercialisation et la gestion du réseau, ainsi que d'une fiscalité favorable aux gros consommateurs électro-intensifs (figure 1.5.2.2). Le profil de consommation joue aussi, les clients résidentiels consommant davantage en période de

« pointe », lorsque les prix de gros sont les plus élevés, pour satisfaire leurs besoins de chauffage. En 2016, le prix moyen hors TVA s'élève ainsi à 137 €/MWh dans le secteur résidentiel, contre 106 €/MWh dans le tertiaire, 66 €/MWh dans l'industrie et 88 €/MWh dans la branche énergie (hors branche électricité elle-même). Le prix moyen dans l'industrie masque lui-même une forte hétérogénéité, les branches industrielles qui ont peu recours à l'électricité payant des prix proches de ceux du tertiaire tandis que les plus gros consommateurs peuvent bénéficier de prix sensiblement inférieurs.

Les évolutions de prix en 2016 sont également contrastées entre secteurs. Même s'il ralentit par rapport aux années précédentes, le prix de l'électricité croît de 1,4 % pour les ménages. Il diminue en revanche de 7,4 % pour l'industrie et de 5,0 % pour le secteur tertiaire. Cet écart s'explique principalement par le fait que le prix payé par les ménages est moins sensible aux variations des prix de gros que celui auquel font face les entreprises. En effet, à l'inverse des entreprises, qui ont toutes (sauf les très petits consommateurs) opté pour des offres de marché depuis le 1^{er} janvier 2016, la plupart des ménages conservent des tarifs réglementés de vente (TRV), dont l'indexation sur les prix de gros n'est que partielle.

Figure 1.5.2.2 : prix moyens de l'électricité par secteur

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Énergie (hors électricité)	81	83	85	86	87	88
Consommation finale	99	103	109	114	118	116
Agriculture	87	88	89	102	106	106
Industrie	66	67	70	71	71	66
Transport	80	82	83	83	83	87
Tertiaire	94	97	103	107	112	106
Résidentiel HTVA	114	118	125	130	135	137
Résidentiel TTC	134	138	147	157	162	165
Total hors TVA	92	96	101	105	109	107
Total avec TVA	99	103	109	113	117	116

Source : calculs SDES

partie 2

L'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

— Même s'il reste à un niveau historiquement élevé, le taux d'indépendance énergétique de la France métropolitaine baisse de près de deux points en 2016, à 54,2 %. La production primaire baisse de 4,8 %, en raison d'arrêts prolongés de centrales nucléaires. Le déficit des échanges extérieurs d'énergie progresse quant à lui de 1,1 %, principalement du fait de la hausse de la demande de gaz naturel, à la fois pour usage final et pour production d'électricité. Pour autant, la facture correspondante recule à nouveau en 2016, de 20 %. Toutes énergies confondues, elle s'élève à un peu plus de 31 Md€ sur l'année.

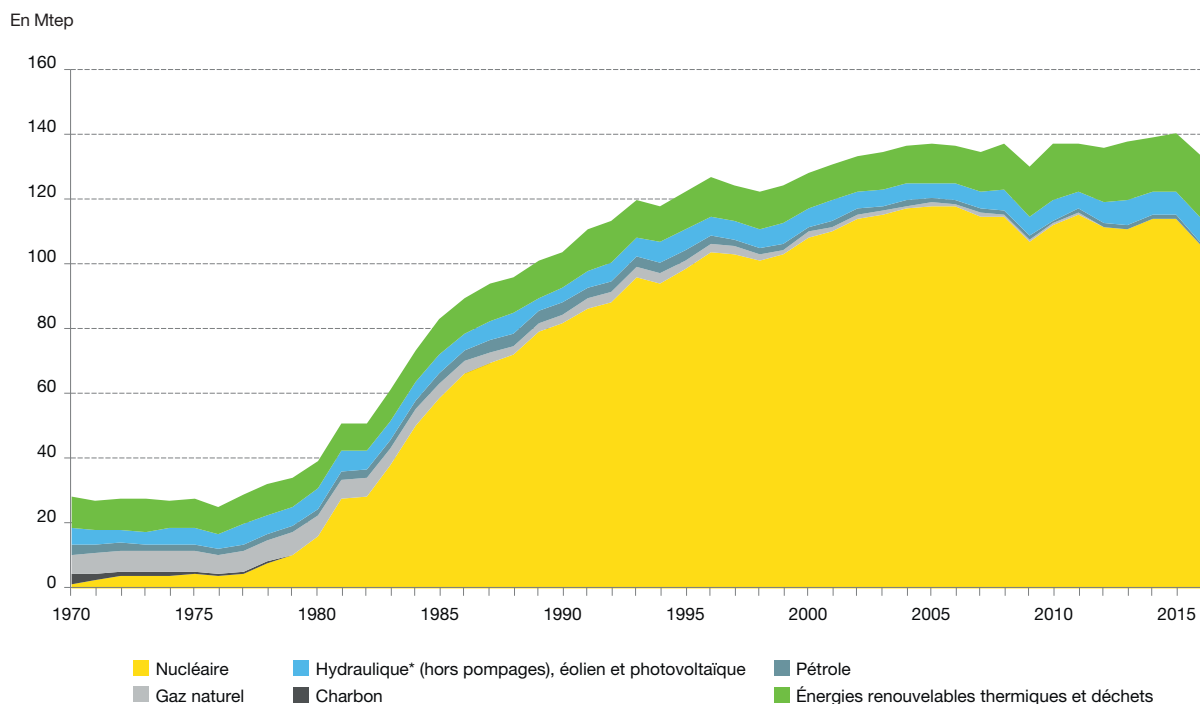


2.1 Repli de la production primaire et hausse des importations

La production nationale d'énergie primaire, après avoir atteint un pic à 140 Mtep en 2015, recule de 4,8 % en 2016 pour s'établir à un peu plus de 133 Mtep (figure 2.1.1). Cette baisse est la conséquence du repli de la production nucléaire (- 7,8 %), en raison d'un nombre élevé d'opérations de maintenance et de contrôles dans les centrales. Avec 105,1 Mtep, plus bas niveau observé depuis la fin des années 1990, la production nucléaire représente encore environ 80 % de la production nationale d'énergie primaire. La production hydraulique (hors pompages) rebondit de 10 % dans un contexte de pluviométrie excédentaire au premier semestre et déficitaire au second, mais globalement plus favorable qu'en 2015. Malgré un accroissement record des capacités installées sur le territoire, la production éolienne progresse

modérément, de moins de 1 %, pénalisée par des conditions de vent défavorables depuis l'été, tandis que la production photovoltaïque augmente de 12 %. La production d'énergie primaire provenant des énergies renouvelables thermiques et de la valorisation des déchets progresse globalement de 10 %. Cette hausse est principalement liée aux besoins de chauffage accrus et est imputable en grande partie aux filières du bois-énergie (+ 15 %), énergie renouvelable majoritaire en France, et des pompes à chaleur (+ 18 %), dont le marché – notamment celui des appareils air-air – est en outre en plein essor. Enfin, la production d'énergie fossile (pétrole, gaz naturel, charbon) est de plus en plus marginale. La production de charbon est désormais nulle, celle de gaz naturel l'est quasiment. La production de pétrole brut s'élève à environ 1 Mtep.

Figure 2.1.1 : production primaire d'énergie



* Y compris énergies marines.

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

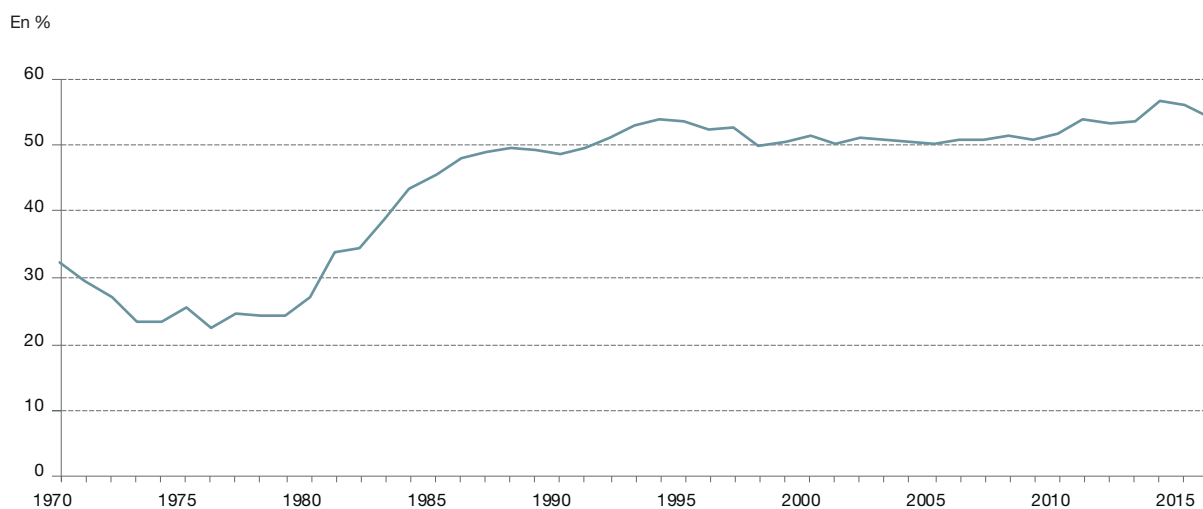
partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

Le déficit des échanges physiques d'énergie progresse de 1,1 % en 2016. À 118,2 Mtep, il se maintient toutefois, comme en 2014 et 2015, à un niveau inférieur à ceux enregistrés dans les années 1990 et 2000. Principal facteur explicatif de cette hausse, les entrées de gaz sur le territoire (nettes des transits et exportations) augmentent de près de 10 %, en raison de la hausse de la demande de cette énergie, à la fois pour usage final et pour production d'électricité. Les importations de gaz naturel liquéfié progressent particulièrement (+ 24 %), malgré le report à janvier 2017 de la mise en service commerciale du terminal méthanier de Dunkerque. En revanche, les achats de pétrole brut se replient de près de 4 %. La part de ceux en provenance des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) cède 4 points en un an, à 52 %, malgré le retour du pétrole iranien

sur les marchés. Les importations de produits raffinés, en majorité du gazole et du fioul domestique, se contractent également, dans des proportions plus importantes que les exportations, composées essentiellement de fioul lourd et d'essence. Les achats de charbon sont également en baisse. Enfin, la combinaison de la hausse de la demande d'électricité et de la baisse de sa production dégrade le solde de ses échanges. Celui-ci reste exportateur mais à hauteur de seulement 3,6 Mtep en 2016, contre 5,5 Mtep en 2015.

Le taux d'indépendance énergétique de la France, rapport entre la production et la consommation nationale d'énergie primaire, s'élève à 54,2 % en 2016. Il baisse de 1,8 point par rapport à 2015 en raison du repli de la production nucléaire mais reste toutefois à un niveau historiquement élevé (cf. figure 2.1.2).

Figure 2.1.2 : taux d'indépendance énergétique



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

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

La facture énergétique de la France baisse en 2016 pour la quatrième année consécutive. Reculant de 20 % en un an, soit 8,4 milliards d'euros 2016 (Md€₂₀₁₆), et de plus de moitié par rapport à son pic atteint en 2012, elle s'établit à 31,3 Md€₂₀₁₆ (figure 2.1.3). L'essentiel de la baisse observée en 2016 est imputable aux produits pétroliers, qui pèsent pour près des trois quarts dans la facture globale. Leur déficit se replie de 24 %, soit 7,3 Md€₂₀₁₆, sous l'effet conjoint d'un recul des prix et des volumes importés. La facture gazière, qui représente l'essentiel des autres dépenses énergétiques de la France, se contracte de 25 %, soit 2,5 Md€₂₀₁₆, la baisse

des prix compensant largement l'augmentation des quantités achetées. La facture charbonnière, plus marginale, recule de 0,1 Md€₂₀₁₆. L'excédent commercial dû aux échanges d'électricité se réduit de plus de moitié, passant de 2,4 Md€₂₀₁₆ à 1,1 Md€₂₀₁₆ entre 2015 et 2016. Il est pénalisé d'une part par la faiblesse du prix spot au premier semestre, d'autre part par sa remontée brutale en fin d'année, au moment où les importations physiques d'électricité ont fortement augmenté pour pallier le recul de la production nationale. Enfin, la facture en biocarburants s'élève à 0,6 Md€₂₀₁₆, progressant fortement dans un contexte de baisse de la production nationale.

Figure 2.1.3 : facture énergétique de la France

En milliards d'euros 2016

	2012	2013	2014	2015	2016
Facture énergétique	71,8	67,0	56,6	39,7	31,3
Charbon	2,4	1,9	1,4	1,2	1,1
Pétrole brut	38,2	35,3	30,9	21,0	16,4
Produits raffinés	17,4	16,1	14,4	9,3	6,6
Gaz naturel	15,2	15,2	11,8	10,2	7,7
Électricité	- 1,7	- 1,7	- 2,2	- 2,4	- 1,1
Biocarburants	0,4	0,2	0,3	0,3	0,6

Source : calculs SDES, d'après DGDDI, CRE, enquête auprès de raffineurs

2.2 La production primaire recule en raison de la moindre disponibilité du parc nucléaire

2.2.1 COMBUSTIBLES FOSSILES

Autrefois importante, la production primaire d'énergie fossile en France est désormais marginale. Elle s'élève à 1 Mtep en 2016, composée en majeure partie de pétrole brut extrait des bassins parisien et aquitain.

L'extraction de pétrole brut sur le territoire français s'élève en effet à 815 milliers de tonnes (Mt) en 2016, en repli de 2,5 % sur un an. Divisée par plus de deux depuis la fin des années 1980, cette production ne satisfait désormais qu'un peu plus de 1 % de la consommation nationale. Au 1^{er} janvier 2017, les réserves de pétrole brut (9 Mt) et d'hydrocarbures extraits du gaz naturel représentent environ onze ans d'exploitation au rythme actuel.

Depuis l'arrêt définitif de l'injection du gaz du gisement de Lacq dans le réseau en octobre 2013, la production nationale de gaz naturel se limite à l'extraction de quantités, très marginales, de gaz de mine du bassin du Nord-Pas-de-Calais. Celles-ci s'élèvent à 232 GWh PCS en 2016, en baisse de 6 % sur un an.

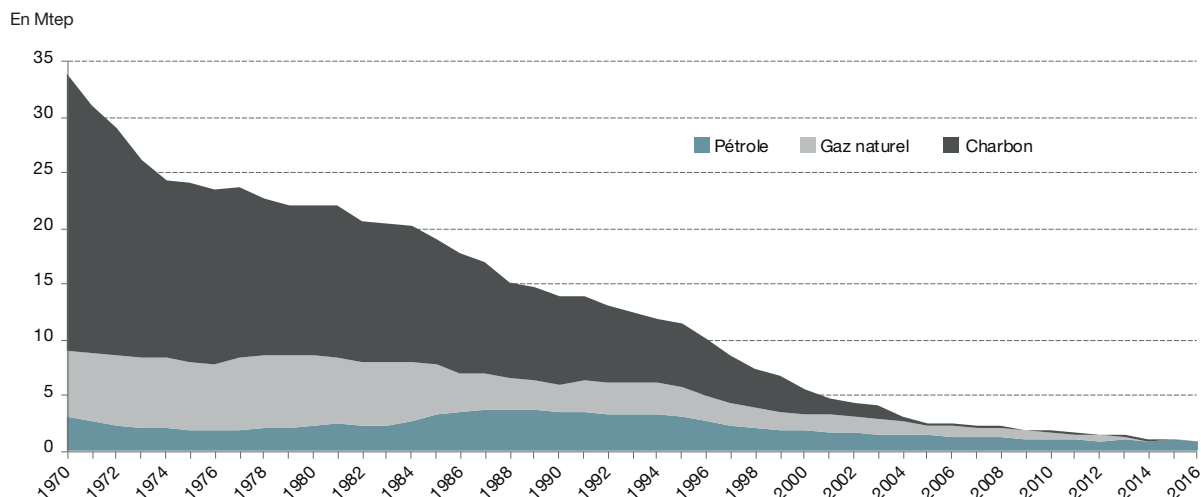
L'approvisionnement de la France en charbon repose désormais exclusivement sur le commerce extérieur et, dans une moindre mesure, le recours aux stocks. En effet, la collecte de produits de récupération présents sur les anciens sites d'extraction, qui subsistait depuis la fermeture de la dernière mine de charbon en 2004, s'est arrêtée en 2015. Elle ne représentait guère plus de 1 % de l'approvisionnement global de la France en produits charbonniers les années précédentes.

2.2.2 NUCLÉAIRE

En 2016, la production d'énergie primaire du parc nucléaire français, composé de 58 réacteurs répartis sur 19 sites, s'élève à 105,1 Mtep. Elle correspond à la quantité totale de chaleur dégagée lors de la réaction de fission du combustible nucléaire. Comme il faut environ 3 tep de chaleur pour produire 1 tep d'électricité dans une centrale nucléaire (le solde constituant les pertes calorifiques liées à cette transformation), la production brute d'électricité des centrales nucléaires françaises s'élève à 34,7 Mtep, soit 403,2 TWh, en 2016 (*figure 2.2.2.1*).

La production nucléaire atteint ainsi en 2016 son plus bas niveau depuis la fin des années 1990, après avoir chuté de 7,8 % par rapport à 2015. Cette baisse s'explique par l'arrêt, au second semestre, d'un nombre de réacteurs plus élevé qu'à l'accoutumée en raison d'opérations de maintenance et de contrôles renforcés, exigés par l'Autorité de sûreté nucléaire. Dans une moindre mesure, les mouvements de contestation sociale contre le projet de loi sur le travail ont également pesé sur le niveau de la production à la fin du printemps. En moyenne, les centrales ont été disponibles à hauteur de 77,6 % de leur capacité théorique, 3,1 points de moins qu'en 2015, et ont été utilisées, lorsqu'elles étaient disponibles, à hauteur de 89,2 %, en recul de 4,3 points (*figure 2.2.2.2*).

Figure 2.2.1 : production primaire d'énergie fossile

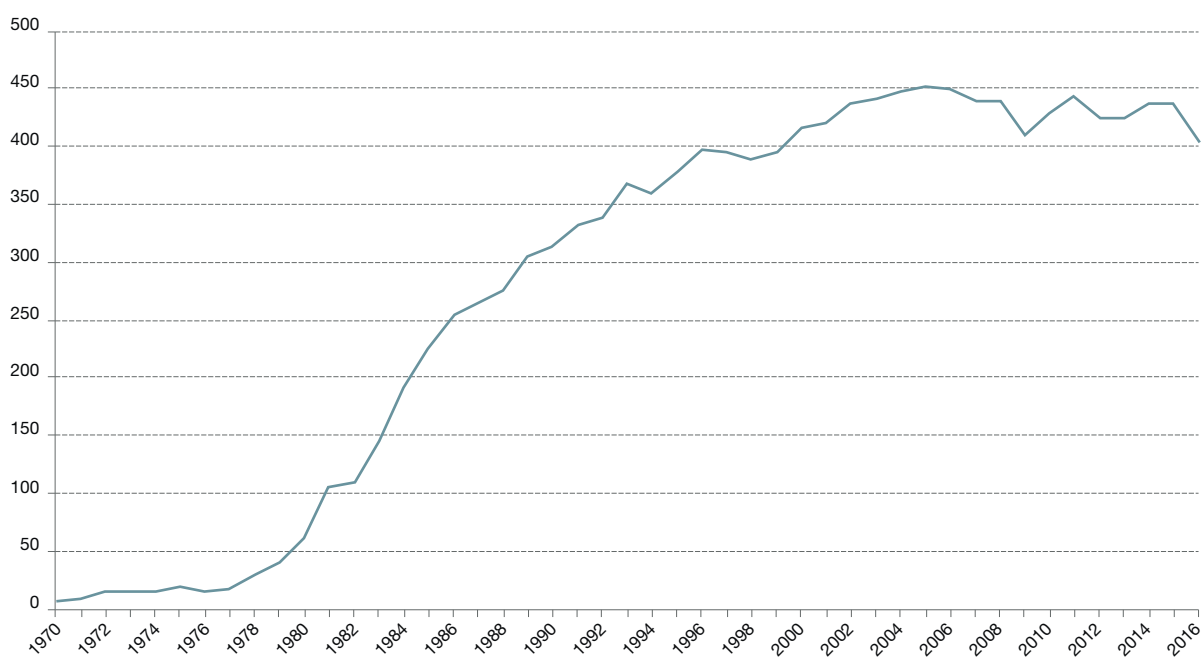


Source : calculs SDES, d'après DGEC, Charbonnages de France, SNET, GRTgaz, TIGF

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

Figure 2.2.2.1 : production brute d'électricité des centrales nucléaires

En TWh



Source : EDF

Figure 2.2.2.2 : disponibilité et utilisation du parc nucléaire

Coefficients exprimés en %

	2012	2013	2014	2015	2016
Coefficient de disponibilité Kd	78,1	77,7	80,8	80,7	77,6
Coefficient d'utilisation Ku	93,5	94	93	93,5	89,2

Source : EDF

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

2.2.3 ÉNERGIES RENOUVELABLES ET VALORISATION DES DÉCHETS

La production primaire d'énergie issue de ressources renouvelables s'établit à 25,8 Mtep en 2016, en progression de 10 % par rapport à 2015 (figures 2.2.3.1 et 2.2.3.2). Le bois-énergie demeure la première énergie renouvelable produite en France (42 % de la production nationale d'énergie renouvelable), devant l'hydraulique (20 %), les biocarburants (9 %), les pompes à chaleur (8 %), l'éolien (7 %), la valorisation des déchets renouvelables (5 %), le biogaz (3 %), le solaire photovoltaïque (3 %), la valorisation des résidus de l'agriculture et de l'industrie agroalimentaire (1 %), la géothermie, le solaire thermique et les énergies marines (moins de 1 % pour chacune de ces trois filières).

En incluant par ailleurs les 1,3 Mtep d'énergie produite à partir de la valorisation des déchets non renouvelables (cf. *infra*), la production primaire d'énergie issue de ressources renouvelables ou de déchets s'élève à 27,1 Mtep en 2016.

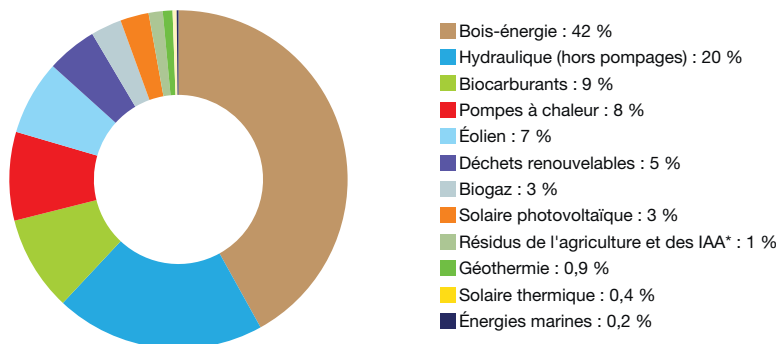
Les **énergies renouvelables électriques** correspondent aux filières de production primaire d'électricité (7,7 Mtep en 2016). Elles regroupent ainsi l'hydraulique (hors stations de transfert d'énergie par pompage), l'éolien, le solaire photovoltaïque et les énergies marines.

Hydraulique (hors pompages)

La production hydraulique dépend fortement du débit des cours d'eau et plus généralement de la pluviométrie. L'essentiel de la production provient de grandes installations, situées pour la plupart le long du Rhin et du Rhône, ainsi que dans les zones montagneuses. Après avoir reculé de plus de 10 % en 2014 puis en 2015, la production hydraulique (hors pompages) rebondit de 10 % en 2016, à 5,2 Mtep (soit 60,1 TWh), dans un contexte de pluviométrie excédentaire au premier semestre et déficitaire au second, mais globalement plus favorable que lors de l'année précédente.

Figure 2.2.3.1 : part de chaque filière dans la production primaire d'énergies renouvelables en 2016 (25,8 Mtep)

En %

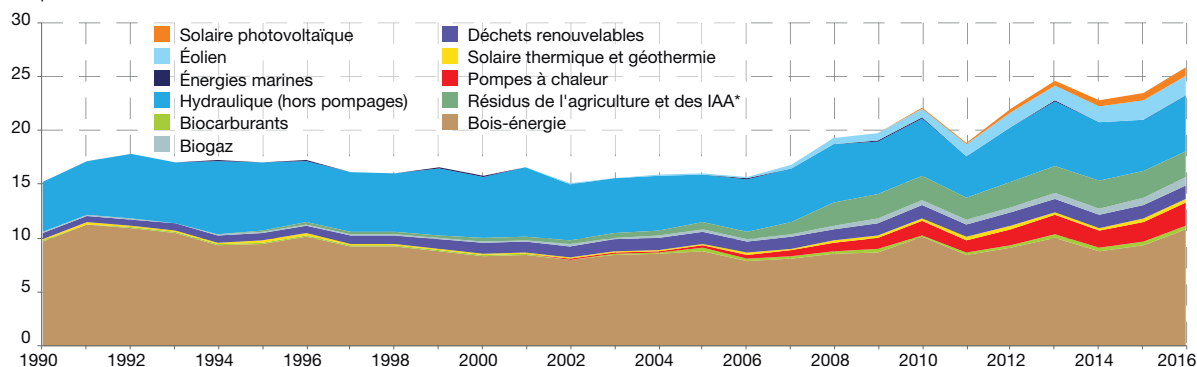


* Industries agroalimentaires.

Source : SDES, d'après les sources par filière

Figure 2.2.3.2 : évolution de la production primaire d'énergies renouvelables

En Mtep



* Industries agroalimentaires.

Source : SDES, d'après les sources par filière

Énergies marines

Les énergies marines regroupent les différentes filières de production d'électricité tirant parti de l'énergie mécanique issue des mouvements de l'eau créée par les marées (énergie marémotrice), les vagues (énergie houlomotrice), les courants marins (énergie hydrolienne). L'usine marémotrice de la Rance, construite dans les années 60, est à ce jour la seule unité de production en service commercial exploitant l'énergie issue du milieu marin en France. D'une capacité électrique de 240 MW, sa production (hors pompages) s'élève à 43 ktep en 2016 (soit 0,5 TWh).

Éolien

Après avoir progressé de 15 % en moyenne par an entre 2011 et 2015, la production éolienne ralentit en 2016. Malgré un accroissement record des capacités installées sur le territoire, elle n'augmente que de 0,7 % sur un an pour s'établir à 1,8 Mtep (soit 21 TWh), la filière ayant été pénalisée par des conditions de vent défavorables à partir de l'été.

Solaire photovoltaïque

Parmi les différentes filières de production d'électricité, la filière solaire photovoltaïque est celle qui connaît le plus fort développement depuis le début de la décennie. La production progresse ainsi de 12 % en 2016, à 0,7 Mtep (soit 8 TWh) et a quasiment quadruplé en l'espace de cinq ans, conséquence directe de la croissance du parc d'installations raccordées au réseau.

Les **énergies renouvelables thermiques et les déchets** (19,4 Mtep en 2016) regroupent les filières pour lesquelles l'énergie est produite sous forme de chaleur, avant d'être éventuellement convertie sous une autre forme (en électricité ou en force motrice notamment, *figure 2.2.3.3*). On distingue les filières de production d'énergie par combustion de celles de production primaire de chaleur. Les premières regroupent d'une part la biomasse, qu'elle soit solide (bois-énergie, résidus agricoles et agroalimentaires), liquide (biocarburants) ou gazeuse (biogaz), d'autre part les déchets incinérés (urbains et industriels). Les secondes regroupent la géothermie, le solaire thermique et les pompes à chaleur.

Biomasse solide

La production d'énergie primaire issue de biomasse solide s'élève à 11,2 Mtep. Elle progresse fortement pour la deuxième année consécutive, après une forte baisse en 2014. La chaleur (vendue ou non) représente environ 90 % de l'énergie produite par cette filière, les 10 % restants correspondant à de l'électricité.

Le bois-énergie constitue la quasi-totalité de cette production, consacrée pour les deux tiers au chauffage des logements des ménages. La hausse des besoins de chauffage, du fait de températures en moyenne plus fraîches

en 2016, explique en partie l'augmentation de la production, alors que le marché des ventes des appareils de chauffage au bois poursuit son repli (*cf. 4.5*). La biomasse solide, destinée à la production d'électricité, augmente quant à elle fortement en 2016, en raison notamment de la mise en service de plusieurs nouvelles installations de cogénération.

Biogaz

En 2016, la production primaire de biogaz s'élève à un peu moins de 0,8 Mtep, en augmentation par rapport à l'année précédente (+ 5 %). Cette évolution s'inscrit dans une tendance continue à la hausse, notable depuis une dizaine d'années. Environ 62 % de la production de biogaz (471 ktep) est valorisée sous forme d'électricité. La puissance des installations raccordées au réseau électrique représente un peu moins de 0,4 GW en fin d'année 2016, soit 6 % de plus qu'un an auparavant. Le reste de la production de biogaz est principalement dédié à la production de chaleur (36 %, soit 272 ktep). L'épuration de biogaz en biométhane afin d'être ensuite injecté dans les réseaux de gaz naturel constitue en outre un nouveau débouché depuis quelques années. Si ce mode de valorisation ne concerne que 2 % de la production totale de biogaz en 2016, soit 18 ktep, il progresse néanmoins très fortement (*cf. 3.3*).

Biocarburants

La biomasse liquide, constituée des biocarburants, est utilisée pour la force motrice des véhicules. En 2016, la production nationale de biocarburants s'élève à 2,3 Mtep. La France produit principalement du biodiesel (85 %), mais également un peu de bioéthanol (15 %). Après avoir connu une forte croissance pendant une dizaine d'années, stimulée par une fiscalité encourageant l'incorporation de biocarburants, la production s'est stabilisée entre 2014 et 2015, avant de reculer de près de 7 % en 2016. Le recours accru aux importations – favorisé par la baisse des prix – et le ralentissement de la demande expliquent le repli de la production. Celui-ci affecte principalement la production de biodiesel, dans un contexte de surcapacité du marché européen.

Déchets

La production d'énergie primaire à partir de l'ensemble des déchets augmente de 1 % en 2016, pour s'établir à 2,6 Mtep. Plus de la moitié (60 %) de cette production est valorisée sous forme d'électricité. La partie non biodégradable des déchets n'est pas considérée comme relevant des énergies renouvelables. Par convention internationale, les déchets renouvelables correspondent à la moitié des déchets urbains (1,2 Mtep en 2016). Les déchets non renouvelables (plus de 1,3 Mtep) correspondent à l'autre moitié, à laquelle sont ajoutés les déchets industriels.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

Solaire thermique

La production du parc des installations solaires thermiques est de l'ordre de 0,1 Mtep en 2016, en hausse de 2 % sur un an. Le développement de la filière, particulièrement dynamique jusqu'au début de la décennie, a considérablement ralenti ces dernières années. Les ventes des équipements continuent en effet de diminuer : la surface des panneaux installés en métropole en une année a été divisée par deux entre 2013 et 2016.

Géothermie

De manière générale, la géothermie vise à exploiter l'énergie thermique contenue dans le sous-sol. La chaleur géothermique produite à partir de pompes à chaleur (dite de « très basse énergie ») est toutefois comptabilisée à part (cf. rubrique suivante).

La géothermie, dite de « basse énergie », exploite des aquifères d'une profondeur de plusieurs centaines de mètres, à des fins de production de chaleur (chauffage et eau chaude sanitaire). Elle est généralement mobilisée comme source de production par les réseaux de chaleur, en raison du montant élevé des investissements nécessaires. Ces réseaux, dont la plupart sont situés en Île-de-France, alimentent principalement

des bâtiments à usage résidentiel ou tertiaire. La géothermie de « basse énergie » est également exploitée par quelques installations isolées, telles des piscines, des serres, ou encore des bassins de pisciculture. La production de cette filière s'élève à 236 ktep en 2016, augmentant de 10 % en un an.

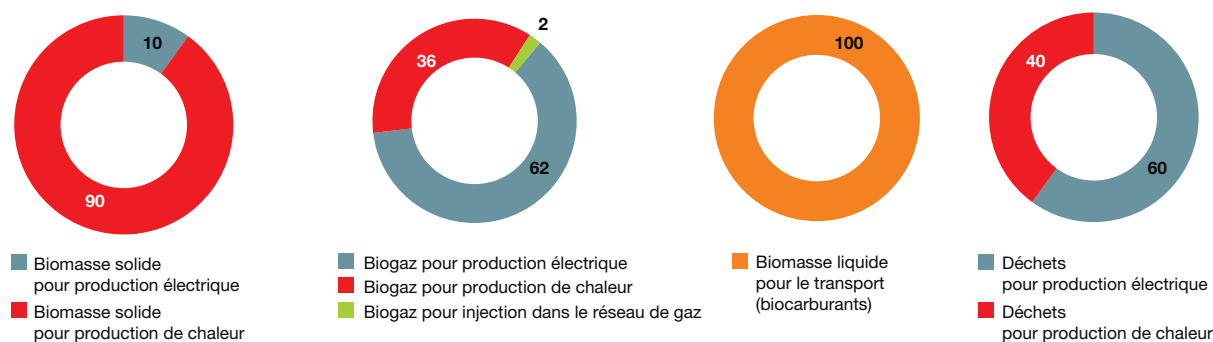
A contrario, la géothermie dite « profonde » (ou « haute température ») est utilisée pour produire de l'électricité. Elle ne concerne qu'un site en métropole, à Soultz-sous-Forêts (Alsace), qui servait de laboratoire de recherche et d'expérimentation jusqu'à sa mise en production industrielle en juin 2016. Il a ainsi permis de produire 4 ktep d'électricité sur le second semestre.

Pompes à chaleur

Les pompes à chaleur produisent de la chaleur en puisant des calories dans le sol ou les eaux souterraines (géothermie dite de « très basse énergie », températures inférieures à 30 °C) ou dans l'air (aérothermie). Le parc de pompes à chaleur (PAC) installées en France continue de croître, tiré notamment par les ventes d'appareils air-air. La production de chaleur renouvelable à partir de pompes à chaleur s'établit à 2,2 Mtep en 2016, en hausse de 18 % sur un an.

Figure 2.2.3.3 : les différents types de valorisation de la biomasse et des déchets en 2016

En %



Note : la production de chaleur s'entend ici au sens large de production ayant un usage final sous forme de chaleur et non pas seulement, comme dans la partie 3.5, de production de chaleur vendue.

Source : SDES, d'après les sources par filière

2.3 Les importations nettes d'énergie progressent en volume mais chutent en valeur

2.3.1 CHARBON

L'approvisionnement de la France en charbon primaire repose presque exclusivement sur ses importations. Leur niveau – un peu plus de 12 millions de tonnes (Mt) en 2016 (*figure 2.3.1.1*) – est ainsi indexé sur celui de la consommation nationale, dont les fluctuations à court terme reflètent avant tout la sollicitation plus ou moins importante des centrales électriques à charbon lors des pics de froid hivernaux.

La France importe par ailleurs de faibles volumes de charbon dérivé (moins de 1 Mt chaque année, en baisse régulière depuis le début de la décennie). Il s'agit pour l'essentiel de coke venant compléter la production nationale destinée aux hauts-fourneaux et, dans une moindre mesure, de briquettes de lignite et de produits agglomérés.

Figure 2.3.1.1 : solde importateur de produits charbonniers

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€
Importations	17,7	2 368	18,2	1 846	14,2	1 381	13,3	1 246	12,6	1 161
Charbon primaire	16,9	2 167	17,6	1 728	13,5	1 234	12,8	1 128	12,1	1 072
Charbon dérivé	0,7	201	0,5	119	0,7	147	0,5	118	0,4	89
Exportations	- 0,3	- 38	- 0,2	- 16	- 0,3	- 34	- 0,2	- 18	- 0,4	- 29
Charbon primaire	- 0,2	- 24	- 0,2	- 14	- 0,3	- 22	- 0,2	- 13	- 0,3	- 16
Charbon dérivé	- 0,1	- 14	0,0	- 2	- 0,1	- 12	0,0	- 5	- 0,1	- 13
Solde importateur	17,4	2 330	18,0	1 831	13,9	1 347	13,1	1 228	12,2	1 131
Charbon primaire	16,8	2 143	17,5	1 714	13,2	1 213	12,6	1 115	11,8	1 056
Charbon dérivé	0,7	187	0,5	117	0,7	135	0,5	113	0,4	76

Source : DGDDI

L'Australie demeure le principal fournisseur de charbon de la France en 2016 (31 % du total des importations). La Russie conforte son deuxième rang (27 %, part en hausse de 8 points sur un an), suivie par la Colombie (14%) et l'Afrique du Sud (11 %). Les États-Unis, premier fournisseur de la France en 2013, ne figurent plus qu'en cinquième position, avec 8 % des importations françaises de charbon (*figure 2.3.1.2*).

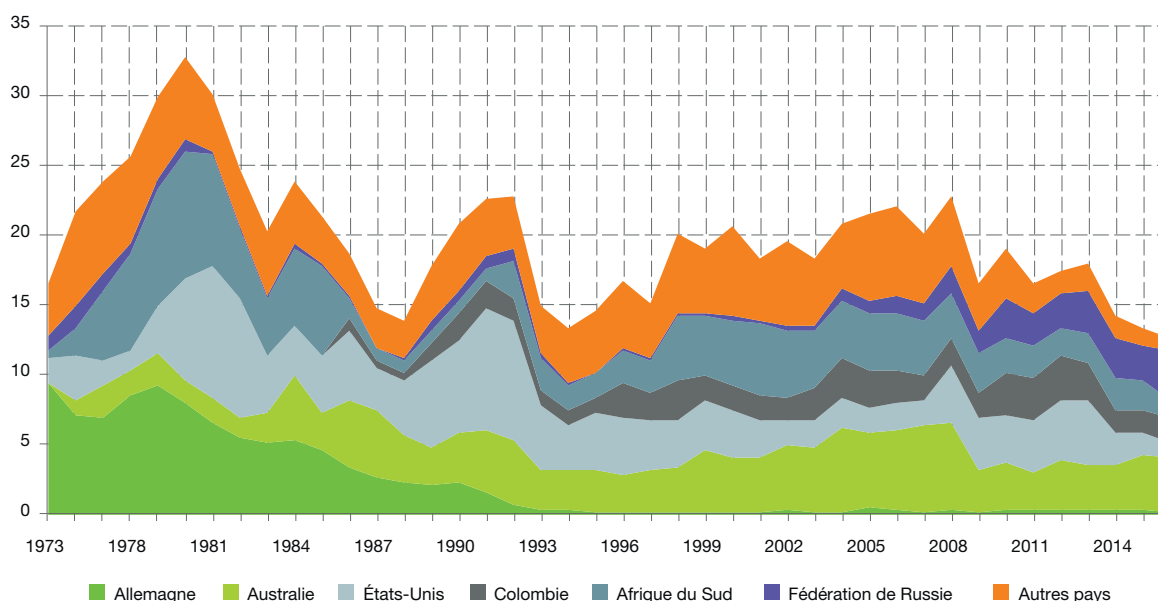
Tous produits confondus, les importations de charbon, nettes des (faibles) volumes exportés, s'élèvent à 12,2 Mt

en 2016. Elles reculent de 7 % par rapport à l'année précédente, atteignant leur plus bas niveau depuis plus de vingt ans. Si le charbon dérivé représente moins de 5 % de ces quantités, il pèse davantage dans la facture correspondante, en raison de prix bien plus élevés que ceux du charbon primaire (*cf. 1.2*). La conjonction du repli de la demande et de la baisse des prix se traduit par une réduction de 8 % de la facture charbonnière de la France en 2016, à 1,1 Md€, et de plus de moitié en l'espace de quatre ans.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

Figure 2.3.1.2 : origine des importations de charbon

En millions de tonnes



Note : l'Allemagne comprend l'ex-RDA depuis 1991.
Source : calcul SDES, d'après DGDDI

Fin 2016, les stocks de charbon sur le territoire national s'élèvent à 3,7 Mt, niveau parmi les plus bas de ces trente dernières années. Le charbon est entreposé soit dans les ports où sont réceptionnées les importations, soit directement sur les principaux sites consommateurs : centrales électriques, sites sidérurgiques ou autres sites industriels. En 2016, environ 40 % des stocks sont destinés à la production d'électricité.

Les opérateurs ont globalement puisé dans les stocks en 2016, à hauteur de 0,9 Mt (figure 2.3.1.3). Si les stocks de charbon dérivé ont légèrement augmenté ces dernières années, ceux de charbon primaire ont plutôt tendance à se réduire, notamment les années où la demande en charbon-vapeur pour la production électrique est plus élevée. Les stocks de charbon primaire ont en effet diminué de 3,6 Mt en l'espace de cinq ans.

Figure 2.3.1.3 : variations de stocks de produits charbonniers

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€
Variations de stocks	0,6	- 25	1,1	- 15	- 0,1	- 19	0,2	- 12	0,9	46
Charbon primaire	0,8	36	1,3	41	0,0	6	0,4	30	1,0	63
Charbon dérivé	- 0,2	- 61	- 0,2	- 56	- 0,1	- 25	- 0,2	- 41	- 0,1	- 17

NB : la variation des stocks physiques est positive en cas de déstockage, négative dans le cas contraire. Sa valorisation monétaire peut être de signe opposé, en raison de prix différenciés entre produits ou – pour un même produit – entre périodes de l'année où les stocks augmentent et périodes où ceux-ci diminuent.
Sources : EDF ; Uniper ; FFA ; Insee (EACEI) ; DGDDI

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

2.3.2 PÉTROLE BRUT ET RAFFINÉ

En 2016, les importations françaises de pétrole brut s'élèvent à 55,4 millions de tonnes (Mt), en baisse de 3,8 % en un an (*figure 2.3.2.1*). Avec la baisse des activités de raffinage en France, les importations de pétrole brut se sont sensiblement contractées au début de la décennie, alors qu'elles

représentaient plus de 80 Mt par an jusqu'à la fin des années 2000. La facture correspondante de la France s'établit à 16,4 Md€ en 2016. Elle chute de 21 % sur un an et de plus de moitié en seulement trois ans, principalement du fait de l'effondrement des cours (*cf. 1.3.1*).

Figure 2.3.2.1 : importations de pétrole brut*

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€
Importations	56,9	37 123	55,9	34 604	54,2	30 453	57,6	20 801	55,4	16 430

* Y compris de faibles quantités de condensats à destination du raffinage et de la pétrochimie, d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d'autres produits à distiller.
Sources : SDES, enquête auprès des raffineurs ; Douanes

L'Arabie Saoudite, d'où proviennent 15 % des importations françaises de brut, demeure le principal fournisseur de la France en 2016, suivie par le Kazakhstan (14,3 %), le Nigeria (10,5 %), la Russie (10,4 %) et la Norvège (8,4 %) (*figure 2.3.2.2*). Les importations en provenance d'Arabie Saoudite ont toutefois sensiblement reculé en l'espace d'un an (- 21 % en 2015), du fait de la concurrence du pétrole iranien, de retour sur les marchés après la levée des sanctions économiques liées au programme nucléaire de l'Iran. La France a en effet repris début 2016 ses échanges avec l'Iran, d'où sont ainsi originaires 8,1 % de ses importations de brut de l'année. L'Algérie (8,1 %), l'Angola

(5,6 %) et l'Azerbaïdjan (5,6 %) suivent ensuite. Les achats auprès de la Libye, en revanche, ne représentent plus qu'environ 3 % du total des importations, étant divisés par quatre depuis 2012, notamment en raison de l'instabilité politique régnant dans le pays. L'Irak occupe également une place marginale dans les importations françaises en 2016, malgré son retour au cinquième rang mondial des pays producteurs. En 2016, la France a acheté environ 52 % de son pétrole brut auprès des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). Cette part cède 4 points en un an, mettant un terme à la forte progression observée durant les quatre années précédentes (+ 16 points entre 2011 et 2015).

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

Figure 2.3.2.2 : origine des importations de pétrole brut*

En millions de tonnes

	1973	1979	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016		
	%													%
Grandes zones														
Moyen-Orient	96,4	71,4	94,5	22,1	31,7	34,8	31,6	22,4	11,1	11,9	12,9	14,3	14,0	25,3
Afrique du Nord	18,3	13,5	9,5	8,6	7,2	5,1	6,3	10,2	12,1	9,1	7,9	7,0	6,3	11,3
Afrique subsaharienne	15,0	11,1	11,0	14,1	13,8	8,3	7,6	8,9	8,2	10,2	11,9	13,4	9,9	17,9
Mer du Nord**	0,2	0,1	4,2	19,2	10,4	23,2	31,9	22,2	10,6	7,0	5,9	5,0	5,9	10,7
Ex-URSS	3,4	2,5	5,0	4,1	6,2	6,3	8,0	19,6	21,0	16,8	15,0	16,1	17,0	30,6
Autres	1,8	1,3	1,6	5,8	4,1	0,5	0,3	1,0	1,1	1,0	0,6	1,7	2,3	4,1
Total	134,9	100,0	125,9	73,9	73,4	78,2	85,7	84,2	64,3	55,9	54,2	57,6	55,4	100,0
dont Opep***	127,8	94,7	111,8	36,7	41,7	42,7	41,8	38,2	27,6	26,1	28,7	31,6	28,6	51,7
OPEP hors Irak	109,1	80,8	89,1	30,4	38,7	42,7	34,5	36,8	25,2	24,8	27,5	28,8	27,9	50,4
Principaux fournisseurs														
Arabie Saoudite	30,2	22,4	44,4	6,0	15,2	20,4	15,2	10,3	6,0	10,2	11,1	10,6	8,3	15,0
Kazakhstan	-	-	-	-	-	-	2,2	8,6	6,8	7,2	7,1	7,8	7,9	14,3
Nigeria	12,6	9,3	9,6	8,1	3,1	5,7	4,8	2,8	2,8	4,9	6,1	6,6	5,8	10,5
Russie	-	-	-	-	-	6,1	5,0	9,6	11,1	6,7	5,2	4,7	5,8	10,4
Norvège	0,2	0,1	1,6	4,2	5,8	13,6	21,1	16,1	7,0	5,0	4,3	3,5	4,6	8,4
Iran	10,8	8,0	7,8	4,1	9,1	10,5	5,2	6,9	1,8	-	-	-	4,5	8,1
Algérie	11,1	8,2	5,1	3,6	3,0	2,6	3,5	5,4	0,9	3,2	3,9	4,7	4,5	8,1
Angola	-	-	-	0,4	2,8	0,7	1,9	4,2	3,4	1,6	3,2	4,3	3,1	5,6
Azerbaïdjan	-	-	-	-	-	-	0,6	1,4	3,1	2,8	2,6	3,6	3,1	5,6
Libye	6,5	4,8	4,0	3,1	2,9	1,7	2,4	4,5	10,2	4,8	3,1	2,1	1,5	2,7
Royaume-Uni	-	-	2,7	14,9	4,7	9,3	9,9	4,4	3,4	1,9	1,4	1,5	1,3	2,3
Mexique	-	-	-	2,7	2,5	-	-	-	-	-	0,2	1,3	1,1	2,0
Irak	18,7	13,8	22,7	6,4	3,0	-	7,2	1,4	2,4	1,4	1,4	2,8	0,7	1,2
Brésil	-	-	-	-	-	-	0,1	0,3	0,6	0,4	-	-	0,1	0,2
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,6	1,6	1,2	1,0	0,2	0,3
Ghana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,1	0,9	0,1	0,2
Congo	0,9	0,7	-	0,5	0,9	0,6	0,0	0,5	1,3	0,6	0,3	0,1	-	-

* Y compris de faibles quantités de condensats à destination du raffinage et de la pétrochimie, d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d'autres produits à distiller.

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

*** OPEP : Algérie, Angola, Arabie Saoudite, Émirats arabes unis, Equateur, Gabon, Guinée équatoriale, Indonésie, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigeria, Qatar, Venezuela.

Note : le pétrole est classé dans ce tableau selon le pays où il a été extrait.

Sources : SDES, enquête auprès des raffineurs ; Douanes

En 2016, les importations de produits raffinés se replient de 3,6 %, à 41,5 Mt. Après avoir connu une forte hausse l'année précédente, les exportations baissent plus modérément (- 1,9 %), à 20,6 Mt. Le solde importateur de la France en produits raffinés s'établit ainsi à 20,9 Mt, alors qu'il dépassait 22 Mt en 2015 et était proche de 25 Mt les années précédentes (figure 2.3.2.3). Les importations représentent une dépense d'environ 16 Md€ en 2016, tandis que les exportations s'élèvent à 9,4 Md€. Les échanges extérieurs

de produits raffinés pèsent ainsi pour 6,6 Md€ dans le déficit commercial de la France. Ce montant est en recul de 20 % sur un an et de près de 60 % depuis 2013, conséquence de la chute des prix affectant l'ensemble des produits ces dernières années (cf. 1.3.2).

La France achète principalement du gazole et du fioul domestique. Avec 20,4 Mt importées en 2016, déduction faite des volumes exportés, pour une dépense nette correspondante de 7,9 Md€, ces deux produits sont ceux

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

pesant le plus dans la facture française en produits raffinés. La France est également importatrice nette de kérosène (3,5 Mt) et de gaz de pétrole liquéfié (GPL, 2,3 Mt). À l'inverse, elle exporte essentiellement des supercarburants (3,4 Mt, nettes des importations), permettant ainsi d'alléger sa facture de 1,2 Md€ en 2016. Dans une moindre mesure, elle est aussi devenue depuis quelques années exportatrice nette de fioul lourd (la demande intérieure pour ce produit décline régulièrement) et de produits non énergétiques (principalement du naphta).

Les deux premiers fournisseurs de la France en produits raffinés restent la Russie et les États-Unis, avec des parts de marché respectives de 15 % et 13 % en 2016. Le Moyen-Orient devient la première région d'approvisionnement en kérosène de la France, devant la Corée du Sud, tandis que l'Inde, au premier rang en 2014 et 2015, recule en cinquième position. Le GPL est quant à lui importé principalement d'Algérie (34 %), de Norvège (13 %), du Royaume-Uni et des États-Unis (12 % chacun).

Près des trois quarts (74 %) des exportations françaises de produits raffinés sont à destination de l'Europe en 2016. Cette part progresse de 10 points sur un an, notamment au détriment des exportations vers l'Afrique, qui ne représentent plus que 14 % du total. Les exportations vers l'Amérique du Nord (9 %) et le Proche-Orient (4 %) sont quasiment stables. Les destinations des supercarburants sont diversifiées (Europe du Nord : 32 %, États-Unis : 20 %, Afrique : 18 %, dont la moitié au Nigéria). Le fioul lourd est acheminé pour l'essentiel en Europe (63 %).

En 2016, les stocks français de pétrole brut ont fortement diminué (- 0,9 Mt) pour atteindre leur plus bas niveau depuis près de vingt ans, à 7,4 Mt. À ces stocks s'ajoutent 1 Mt de stocks de charges de raffinage. Les stocks de produits raffinés ont en revanche légèrement augmenté, s'établissant à 14,3 Mt en 2016, soit 0,2 Mt de plus qu'en 2015, en hausse pour la troisième année consécutive.

Figure 2.3.2.3 : solde importateur des produits raffinés

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€
Importations (I)	44,36	32 371	43,26	29 811	43,68	27 509	43,04	19 846	41,48	15 931
Gazole/Fioul domestique	23,59	18 224	24,12	17 458	23,55	15 541	24,76	11 671	22,42	8 702
Supercarburants	0,39	340	0,40	338	0,50	391	0,70	437	1,22	631
Jet kérosène	4,11	3 227	4,24	3 168	4,34	3 014	4,68	2 287	4,56	1 753
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	2,92	1 908	3,26	1 910	3,75	1 815	3,55	1 184	3,48	1 035
Fioul lourd	6,55	3 884	5,64	3 126	5,62	2 886	3,73	1 278	4,20	1 154
Produits non-énergétiques*	4,76	3 609	3,79	2 688	4,23	2 860	3,95	2 051	4,08	1 849
Autres**	2,04	1 178	1,79	1 123	1,68	1 002	1,66	938	1,52	807
Exportations (E)	19,54	15 419	18,86	14 057	19,05	13 282	20,95	10 623	20,55	9 372
Gazole/Fioul domestique	2,81	2 074	1,98	1 412	1,82	1 259	2,79	1 262	2,06	776
Supercarburants	4,24	3 336	3,52	2 591	3,82	2 571	4,11	1 997	4,61	1 852
Jet kérosène	0,81	646	0,93	680	1,04	728	1,13	552	1,02	395
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1,30	986	1,24	835	1,06	647	1,25	515	1,19	409
Fioul lourd	5,88	3 045	5,66	2 735	5,95	2 545	6,58	1 659	5,83	1 120
Produits non-énergétiques*	3,55	3 284	4,57	3 758	4,31	3 389	4,11	2 478	4,90	2 811
Autres**	0,95	2 048	0,96	2 047	1,04	2 145	0,98	2 161	0,96	2 008
Solde importateur (I - E)	24,82	16 952	24,40	15 753	24,63	14 227	22,09	9 223	20,93	6 559
Gazole/Fioul domestique	20,78	16 150	22,14	16 046	21,73	14 282	21,97	10 409	20,36	7 926
Supercarburants	- 3,85	- 2 996	- 3,11	- 2 253	- 3,32	- 2 179	- 3,41	- 1 560	- 3,39	- 1 221
Jet kérosène	3,30	2 581	3,31	2 488	3,30	2 286	3,55	1 735	3,55	1 358
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1,62	923	2,02	1 075	2,69	1 168	2,31	669	2,30	625
Fioul lourd	0,67	839	- 0,02	392	- 0,33	341	- 2,85	- 381	- 1,62	34
Produits non-énergétiques*	1,21	325	- 0,78	- 1 070	- 0,09	- 529	- 0,16	- 427	- 0,82	- 962
Autres**	1,10	- 870	0,83	- 925	0,64	- 1 142	0,68	- 1 222	0,56	- 1 201

* Naphta, bitumes, lubrifiants.

** Coke de pétrole, pétrole lampant, essence aviation, autres.

Note : les valeurs monétaires sont données coût, assurance et fret inclus (CAF) pour les imports, et franco à bord (FAB) pour les exports.

Source : SDES, d'après les statistiques des Douanes

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

2.3.3 GAZ NATUREL

Les importations de gaz naturel arrivent en France métropolitaine principalement sous forme gazeuse par un réseau de gazoducs, terrestres ou sous-marins, ou bien sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) par méthanier. Après deux années consécutives de baisse, les entrées brutes de gaz naturel sur le territoire rebondissent de 4,7 % en 2016, pour atteindre 532,8 TWh (PCS), en raison de la hausse de la demande de cette énergie à la fois pour usage final et pour production d'électricité (figure 2.3.3.1). Du fait du fort recul des prix (cf. 1.4.1), ininterrompu depuis 2014, la dépense correspondante s'est toutefois réduite d'un quart en 2016, à 8,4 Md€, et a même été divisée par deux en l'espace de trois ans.

Si les entrées brutes par gazoduc augmentent de 2,0 % en 2016, la hausse des importations de GNL est nettement plus importante. Après quatre années consécutives de forte baisse (de 20 % par an en moyenne), ces dernières rebondissent en effet de 23,7 % en 2016. Le GNL regazéifié représente désormais 15 % des entrées brutes de gaz naturel, contre moins de 13 % en 2015 (mais 28 % en 2011). Environ trois quarts des importations de GNL sont réceptionnées au terminal méthanier de Fos-sur-Mer, le quart restant relevant pour l'essentiel du terminal de Montoir-de-Bretagne (22 %), où la progression des volumes injectés en 2016 est néanmoins la plus forte (+ 75,7 %). Au nouveau terminal méthanier de Dunkerque, les injections ont démarré après l'arrivée des premiers navires en juillet, mais la mise en service commerciale

du site n'a eu lieu qu'en janvier 2017. Enfin, aux 79,7 TWh de GNL injectés en 2016 depuis les trois terminaux méthaniers s'ajoute 0,8 TWh de GNL, directement acheminé par camion-citerne jusqu'à certains industriels.

Les sorties du territoire, sous forme gazeuse, s'effectuent aux points d'interconnexion du réseau (PIR) de France métropolitaine de gazoduc avec les réseaux étrangers, principalement espagnol (PIR Pirineos), suisse (PIR Oltingue et Jura) et belge (PIR Alveringem). Après avoir atteint un niveau particulièrement élevé en 2014, les sorties se replient sensiblement en 2016 pour la deuxième année consécutive (- 31,4 %, après - 23,4 % en 2015). Ce sont ainsi 43 TWh de gaz qui ont été réexportés en 2016 pour une recette correspondante s'élevant à 0,7 Md€. La baisse des volumes réexportés concerne principalement les sorties vers la Suisse (- 67,3 %), tandis que celles vers l'Espagne stagnent (- 0,7 %). Celles vers la Belgique sont en revanche en plein essor (multipliées par 8), avec le début de l'activité du terminal méthanier de Dunkerque, où deux canalisations distinctes desservent le territoire français et le territoire belge.

La hausse des entrées, conjuguée à la baisse des sorties, se traduit par une augmentation de 9,8 % du solde importateur de la France en gaz naturel entre 2015 et 2016 (après une hausse plus modérée, de 2 %, l'année précédente). Celui-ci s'élève ainsi à 490 TWh en 2016. La facture correspondante, nette des bénéfices tirés des réexportations, poursuit en revanche sa chute (- 24 % en un an, à 7,7 Md€), l'effondrement des cours affectant les prix tant à l'import qu'à l'export.

Figure 2.3.3.1 : solde importateur de gaz naturel

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh PCS*	En M€	En TWh PCS*	En M€	En TWh PCS*	En M€	En TWh PCS*	En M€	En TWh PCS*	En M€
Importations	547,4	16 832	549,4	16 603	519,4	13 681	508,9	11 544	532,8	8 393
Selon la forme de gaz										
Gaz sous forme gazeuse	440,5	13 515	463,1	13 834	449,2	11 861	444,7	9 928	453,4	7 090
Gaz naturel liquéfié (GNL)	106,8	3 318	86,3	2 769	70,2	1 821	64,2	1 616	79,5	1 302
Selon le type de contrat										
Court terme	85,9	n.d.	79,1	n.d.	113,7	n.d.	106,4	n.d.	97,5	n.d.
Moyen et long terme	461,4	n.d.	470,3	n.d.	405,6	n.d.	402,5	n.d.	435,3	n.d.
Exportations	- 69,3	- 2 093	- 58,3	- 1 658	- 82,1	- 2 096	- 62,9	- 1 406	- 43,1	- 677
Solde importateur	478,1	14 740	491,1	14 945	437,3	11 585	446,0	10 139	489,7	7 716

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Note : les données relatives aux importations et aux exportations incluent le gaz transitant sur le territoire national. Par ailleurs, les importations de GNL diffèrent des injections dans le réseau de GNL regazéifié, l'écart correspondant à la variation des stocks des terminaux méthaniers (0,2 TWh en 2016).

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, TIGF, les fournisseurs de gaz, DGDDI

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

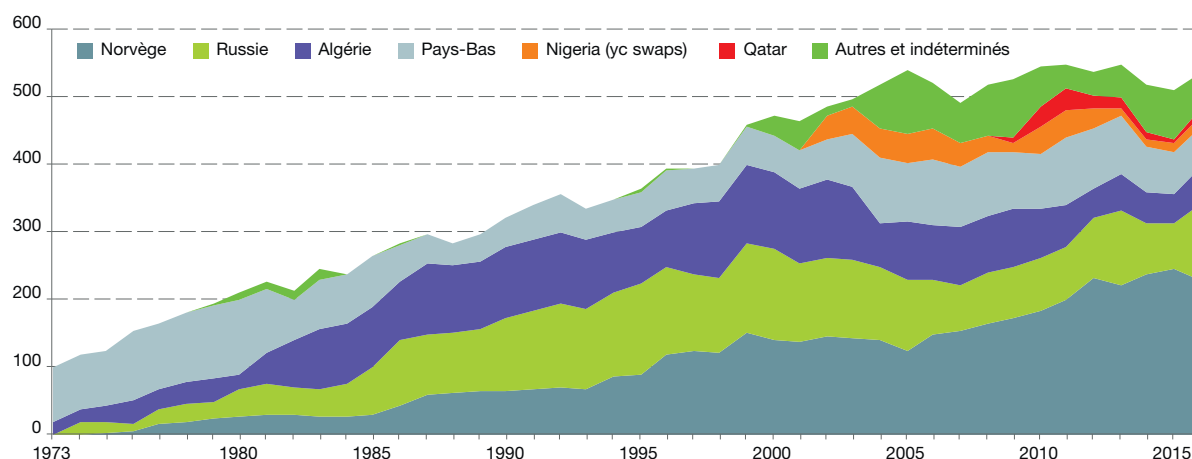
La hausse des importations françaises de gaz naturel en 2016 est principalement portée par celle des achats auprès de la Russie (+ 65 %) et de l'Algérie (+ 22 %) dans le cadre de contrats de long terme (figure 2.3.3.2). Malgré une baisse de 7 % de ses exportations vers la France, la Norvège demeure toutefois son principal fournisseur (43 % du total des entrées brutes), devant la Russie (21 %), les Pays-Bas (11 %), l'Algérie (10 %), le Nigéria (3 %) et le Qatar (2 %). Les achats de gaz naturel sur les marchés du Nord-Ouest de l'Europe pour lesquels le lieu de production du gaz n'est pas connu avec précision représentent 10 % des entrées brutes.

Si l'approvisionnement français en gaz naturel est assuré pour l'essentiel par les importations, la gestion des stocks

permet d'ajuster l'offre à la demande intérieure. Celle-ci varie fortement en cours d'année avec les besoins en chauffage (figure 2.3.3.3). Le niveau des stocks utiles a été globalement élevé au cours de la majeure partie de l'année 2016 en comparaison des années précédentes (sauf 2014), en conséquence notamment d'un faible déstockage au cours de l'hiver 2015-2016, exceptionnellement doux. Il décline toutefois fortement lors de l'hiver 2016-2017, marqué par un pic de froid en décembre et janvier et une activité particulièrement élevée des centrales à gaz (cf. 3.5.1). Les stocks utiles ne représentent ainsi que 35,8 TWh fin mars 2017, soit le second plus bas niveau observé depuis le début de la décennie.

Figure 2.3.3.2 : origine des importations de gaz naturel

En TWh PCS*

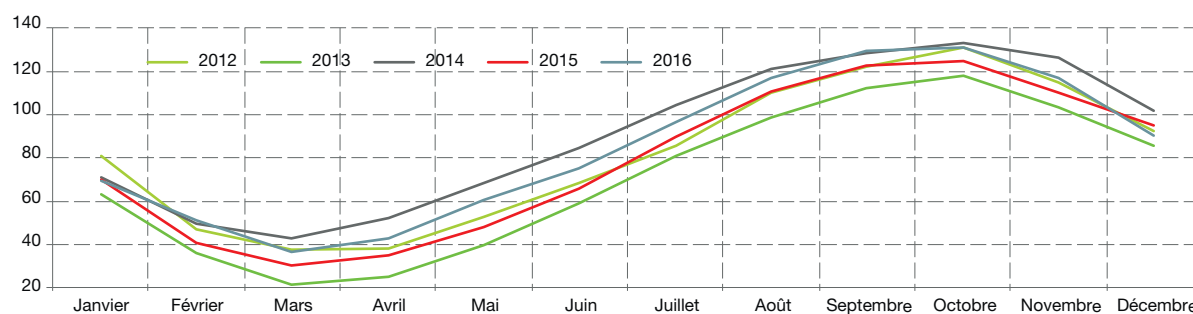


* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, enquête annuelle et mensuelle sur la statistique gazière

Figure 2.3.3.3 : niveau des stocks utiles de gaz naturel (y compris GNL), en fin de mois

En TWh PCS*



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, enquête mensuelle sur la statistique gazière

2.3.4 ÉLECTRICITÉ

La France est globalement exportatrice d'électricité, du fait d'une production dans l'ensemble supérieure à la demande intérieure (figure 2.3.4.1). Pour autant, elle importe régulièrement de l'électricité de ses voisins, notamment aux heures de pointe en hiver, lorsque le coût marginal de l'électricité produite sur le territoire national est supérieur au prix de l'électricité importée, voire lorsque les moyens de production nationaux ne suffisent pas à répondre à la demande. Sur l'ensemble de l'année 2016, la France a importé une vingtaine de térawattheures et en a exporté trois fois plus, soit un solde exportateur d'électricité de 42 TWh. Ce dernier recule fortement par rapport à 2015, de 35 %, retombant à un niveau inédit depuis 2010. La France a en effet importé des quantités inhabituellement élevées d'électricité au second semestre, tout particulièrement en fin d'année, pour pallier la chute de la production nucléaire (cf. 2.2.2). Le solde exportateur d'électricité s'effondre aux interconnexions frontalières avec la région CWE (Central

Western Europe : - 92 % vers l'ensemble Belgique et Luxembourg, - 48 % vers l'Allemagne), avec la Suisse (- 43 %) et, dans une ampleur plus modérée, avec la Grande-Bretagne (- 27 %) et l'Italie (- 17 %). A contrario, il progresse de 6 % à l'interconnexion frontalière avec l'Espagne, à la suite de mise en service, en octobre 2015, de la nouvelle ligne d'interconnexion Baixas - Santa Llogaia. Environ 12 TWh ont ainsi été exportés en 2016 vers l'Espagne et 4 TWh en ont été importés.

Les recettes tirées des exportations d'électricité s'élèvent en 2016 à 2 Md€. Déduction faite des dépenses d'importation (0,9 Md€), il en résulte un solde net de 1,1 Md€, en baisse de 1,3 Md€ sur un an. Cette chute s'explique d'une part par le net recul des prix à l'exportation, particulièrement bas jusqu'au début de l'été, et d'autre part par la hausse importante des volumes importés en fin d'année, période où les prix de gros ont enregistré un pic (cf. 1.5.1). Le bénéfice net tiré du commerce extérieur d'électricité n'avait plus été aussi faible depuis l'année 2009.

Figure 2.3.4.1 : échanges extérieurs d'électricité

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Importations	12	801	12	668	8	345	10	450	20	922
Exportations	- 57	- 2 487	- 60	- 2 373	- 75	- 2 497	- 74	- 2 787	- 61	- 1 995
Solde importateur	- 45	- 1 686	- 48	- 1 706	- 67	- 2 152	- 64	- 2 337	- 42	- 1 073

Sources : DGDDI, CRE

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France métropolitaine

2.3.5 BIOCARBURANTS

La France est globalement importatrice de biocarburants, destinés à être incorporés au gazole (biodiesel) ou aux supercarburants (bioéthanol). Les achats français de biocarburants, nets des volumes exportés, s'élèvent à

0,7 Mtep en 2016, pour une facture correspondante d'un peu moins de 0,6 Md€ (figure 2.3.5.1). Ils augmentent fortement par rapport à 2015, de plus de 60 %, dans un contexte de baisse de la production nationale. Le biodiesel représente l'essentiel des quantités importées (plus de 80 %), le reste correspondant à du bioéthanol.

Figure 2.3.5.1 : échanges extérieurs de biocarburants

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En ktep	En M€	En ktep	En M€	En ktep	En M€	En ktep	En M€	En ktep	En M€
Importations	423	513	461	483	565	535	611	504	895	754
Bioéthanol	77	109	52	65	56	68	102	104	109	95
Biodiesel	346	405	408	418	509	467	509	401	786	659
Exportations	- 130	- 170	- 207	- 245	- 185	- 204	- 180	- 171	- 198	- 187
Bioéthanol	- 97	- 132	- 166	- 199	- 115	- 133	- 59	- 63	- 26	- 21
Biodiesel	- 33	- 38	- 41	- 46	- 70	- 71	- 121	- 108	- 172	- 166
Solde importateur	293	343	254	238	379	331	432	334	697	568
Bioéthanol	- 20	- 24	- 114	- 134	- 60	- 65	43	41	83	74
Biodiesel	313	366	367	372	439	396	388	293	614	494

Source : DGDDI

partie 3

Transformation, transport et distribution d'énergie en France métropolitaine

— Les pertes liées à la transformation, au transport et à la distribution d'énergie reculent de 6,5 % en 2016, à 92,4 Mtep. Cette baisse s'explique principalement par celle de la production nucléaire et des pertes de chaleur induites. Elle n'est que partiellement compensée par la hausse d'activité, et donc des pertes de transformation induites, des centrales électriques, calogènes et de cogénération utilisant du gaz ou du bois. Le secteur du raffinage, qui transforme près de 60 Mt de pétrole brut en produits raffinés, recule légèrement en 2016, après une embellie l'année précédente. La consommation de charbon des hauts-fourneaux s'essouffle également, en raison notamment de leur baisse d'activité.



3.1 La transformation de charbon : l'activité de la filière fonte s'essouffle

3.1.1 LES COKERIES

Les cokeries sont des usines constituées de batteries de fours à coke, parfois plusieurs dizaines, dans lesquels le coke est obtenu par pyrolyse d'une variété de charbon primaire. Les cokeries peuvent être regroupées avec d'autres installations de la chaîne de fabrication, de traitement et de finition de produits en acier (hauts-fourneaux, aciéries et laminoirs), dans des sites sidérurgiques dits intégrés. C'est le cas en France, où trois cokeries sont encore en activité, à Dunkerque, Florange et Fos-sur-Mer.

L'activité des cokeries françaises est relativement stable ces dernières années, celles-ci transformant chaque année

environ 3,1 Mtep de charbon primaire en 2,2 Mtep de charbon dérivé (du coke, mais aussi de petites quantités de goudron de houille). Le processus de fabrication du coke débouche également sur la production de 0,6 Mtep de gaz fatal, dont une partie (à peine plus de 0,2 Mtep en 2016) est réutilisée pour chauffer les fours à coke. La marge de cokéfaction, différence entre la valeur du coke, du goudron de houille et des gaz dérivés produits et celle du charbon primaire et des gaz dérivés consommés, s'élève à 369 M€ en 2016. En hausse régulière les années précédentes, elle recule de 17 % en 2016, en raison d'une hausse relativement plus forte du prix du charbon à coke que de celui du coke (*figure 3.1.1.1*).

Figure 3.1.1.1 : consommation et production des cokeries

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€
Consommation totale	3,50	867	3,60	652	3,36	491	3,27	461	3,28	475
Charbon primaire	3,17	803	3,26	587	3,17	475	3,15	433	3,06	424
Gaz dérivés	0,33	64	0,34	65	0,19	16	0,12	28	0,22	52
Production totale	2,76	1 118	2,90	946	2,89	804	2,89	907	2,81	844
Charbon dérivé	2,23	1 013	2,32	835	2,29	753	2,24	755	2,17	697
Gaz dérivés	0,53	105	0,58	111	0,60	51	0,66	152	0,64	148
Consommation totale nette	0,74		0,70		0,47		0,38		0,47	
Marge de cokéfaction		- 251		- 294		- 313		- 445		- 369

Sources : FFA ; EACEI ; EAP

3.1.2 LES HAUTS-FOURNEAUX

Un haut-fourneau est une installation industrielle destinée à simultanément désoxyder et fondre les métaux contenus dans un minerai, par la combustion de coke, riche en carbone. En général, le haut-fourneau transforme du minerai de fer en fonte liquide, et le coke sert à la fois de combustible et d'agent réducteur. Même si la fonte produite a certaines utilisations directes, cet alliage est généralement destiné à

être affiné dans des aciéries. Les hauts-fourneaux, bien qu'ayant pour finalité la production de fonte, sont considérés dans le présent bilan comme faisant partie du secteur de la transformation d'énergie, conformément à la méthodologie de l'AIE.

Six hauts-fourneaux sont encore en activité en France, après l'arrêt de ceux du site de Florange en avril 2013. Trois se situent dans le complexe sidérurgique de Dunkerque, deux dans celui de Fos-sur-Mer et un à Pont-à-Mousson.

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France métropolitaine

En 2016, les hauts-fourneaux ont consommé 4,5 Mtep de produits charbonniers, dont 2,2 Mtep de charbon dérivé, principalement du coke. Nette des gaz fatals produits lors du processus de production, la consommation totale des hauts-fourneaux s'élève à 3,3 Mtep, pour une dépense correspondante d'un peu moins d'un milliard d'euros (figures 3.1.2.1 et 3.1.2.2). Avec le recul des cours du charbon,

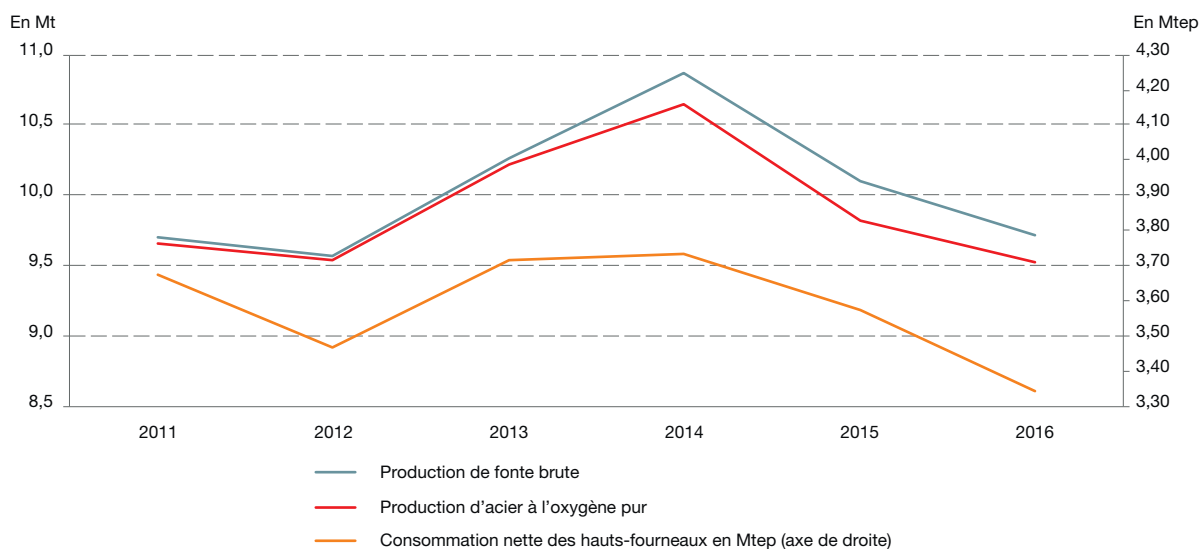
cette dernière a diminué d'un tiers entre 2012 et 2015 avant de se stabiliser en 2016, alors que la production des hauts-fourneaux – tout comme celle des cokeries – s'établit en 2016 à un niveau proche de celui du début de la décennie. L'activité de la filière fonte décline toutefois depuis 2014, renouant avec sa tendance de long terme.

Figure 3.1.2.1: consommation et production des hauts-fourneaux

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€
Consommation totale	4,70	1 669	4,96	1 370	5,03	1 138	4,77	1 246	4,50	1 222
Charbon primaire	1,58	418	1,82	345	1,94	332	1,60	281	1,51	241
Charbon dérivé	2,24	1 079	2,30	863	2,32	741	2,25	753	2,17	792
Gaz dérivés	0,88	172	0,84	161	0,76	65	0,92	212	0,82	189
Production totale	1,23	241	1,25	239	1,29	110	1,20	278	1,16	268
Gaz dérivés	1,23	241	1,25	239	1,29	110	1,20	278	1,16	268
Consommation totale nette	3,47	1 429	3,72	1 130	3,74	1 028	3,57	969	3,34	954

Sources : FFA ; EACEI ; EAP

Figure 3.1.2.2 : production de fonte et d'acier à l'oxygène pur (en Mt), consommation nette des hauts-fourneaux (en Mtep)



Source : calculs SDES, d'après FFA

3.2 Légère baisse de l'activité de raffinage de pétrole

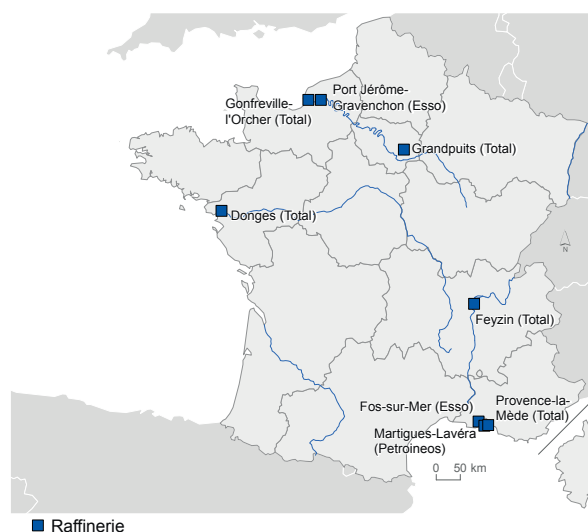
Le raffinage consiste à transformer le pétrole brut en différents produits finis, énergétiques (carburants, combustibles) ou non (lubrifiants, bitume et produits destinés à la pétrochimie entre autres). Le pétrole brut est dans un premier temps séparé par distillation en plusieurs coupes pétrolières, les plus lourdes pouvant dans un deuxième temps être craquées en molécules plus légères. Les produits ainsi obtenus font ensuite l'objet de procédés d'amélioration, visant notamment à en réduire la teneur en soufre ou, pour les carburants, à en augmenter l'indice d'octane.

Le raffinage en Europe doit faire face depuis plusieurs années à une baisse de la demande intérieure. Cette baisse est due notamment aux politiques de lutte contre le changement climatique, ainsi qu'à une inadéquation entre la structure de la demande intérieure, majoritairement tournée vers le gazole, et celle de l'offre. Par ailleurs, la concurrence internationale est intense : aux États-Unis, le gaz, intrant du raffinage, est nettement moins coûteux qu'en Europe, alors qu'au Moyen-Orient et en Asie, les installations sont plus grandes et plus récentes pour répondre à la demande en forte croissance des pays émergents. Enfin, la réglementation environnementale européenne impose des coûts et des contraintes plus élevés que dans d'autres pays.

En France, le secteur du raffinage a été marqué par la fermeture de plusieurs installations au début de la décennie. La production des raffineries françaises, régulièrement supérieure à 80 Mt par an dans les années 2000, est tombée sous le seuil de 60 Mt par an depuis 2012. Avec la fermeture de la raffinerie de Provence-La Mède fin 2016, qui sera prochainement reconvertie pour produire des biocarburants miscibles au gazole, la France métropolitaine ne compte désormais plus que sept raffineries (figure 3.2.1).

En 2016, la production nationale de produits raffinés, nette de la consommation propre des raffineries, s'élève à 57 Mt (figure 3.2.2). Elle recule légèrement sur un an, de 1,2 %, après avoir rebondi de 3,6 % en 2015, période durant laquelle les cours du pétrole chutaient fortement et les marges des raffineries progressaient. La marge brute de raffinage sur

Figure 3.2.1 : raffineries de pétrole en 2016



Notes : la raffinerie de Provence-La Mède a cessé son activité fin 2016 pour être reconvertie en bioraffinerie ; la France dispose par ailleurs d'une raffinerie sur la commune du Lamentin en Martinique, détenue par la SARA (cf. 7.3).

Source : DGEC

Brent, calculée comme différence entre la valorisation des produits raffinés sur le marché de Rotterdam et la cotation du Brent, s'élève à 25 € par tonne en moyenne en 2016. Elle retrouve un niveau proche de celui de 2014, après avoir quasiment doublé en 2015. Les raffineries françaises produisent principalement du gazole (35 % du total de la production en 2016), des supercarburants (20 %), du fioul lourd (13 %), et des produits non énergétiques (13 %). Le fioul domestique représente 8 % du total de la production nationale de produits raffinés, le kérosène 6 %, le GPL 3 % et l'ensemble des autres produits 2 %. Cette répartition est stable ces dernières années.

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France métropolitaine

Figure 3.2.2 : consommation de pétrole brut et production nette de produits finis des raffineries

En millions de tonnes (Mt)

	2012	2013	2014	2015	2016
Consommation de pétrole brut*	61,2	58,1	58,1	60,0	59,2
Production nette** de produits raffinés	58,2	55,7	55,7	57,7	57,0
Gazole	19,5	19,7	20,5	20,2	19,9
Fioul domestique et autres gazoles	5,4	4,7	4,0	5,1	4,8
Supercarburants	11,5	10,4	11,0	11,1	11,1
Jet kérosène	3,8	4,3	3,7	3,8	3,7
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5
Fioul lourd	7,9	6,5	6,3	7,2	7,4
Produits non-énergétiques***	7,2	7,5	7,5	7,7	7,3
Autres****	1,3	1,1	1,2	1,1	1,2

* Y compris de faibles quantités de condensats, d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d'autres produits à distiller.

** Nette de l'autoconsommation des raffineries.

*** Naphta, bitumes, lubrifiants.

**** Coke de pétrole, pétrole lampant, essence aviation, autres.

Source : enquête mensuelle auprès des raffineurs

3.3 Transport et distribution de gaz naturel

Les infrastructures gazières françaises permettent d'acheminer le gaz naturel, pour l'essentiel importé, vers les zones de consommation.

Les terminaux méthaniers permettent d'accueillir les cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL), importées par voie maritime, puis de regazéifier le GNL pour pouvoir l'injecter dans le réseau. Ils sont au nombre de quatre, répartis sur trois sites distincts : Fos Cavaou, Fos Tonkin, tous deux situés à Fos-sur-Mer, Montoir-de-Bretagne et Loon-Plage (Dunkerque), la mise en service commerciale de ce dernier ayant eu lieu en janvier 2017. Les installations de stockage apportent quant à elles la flexibilité nécessaire pour assurer l'équilibrage du réseau, c'est-à-dire l'égalité à tout instant entre injections et soutirages. Deux opérateurs exploitent les 15 sites de stockage souterrain français : Storengy (10 sites en nappes aquifères et trois cavités salines) et TIGF (2 sites en nappes aquifères).

Le réseau de gaz naturel permet l'acheminement proprement dit du gaz jusqu'aux points de livraison. Il se compose de deux niveaux. Le réseau de transport est constitué de gazoducs de grande capacité, connectés à ceux des pays limitrophes, ainsi qu'aux sites de stockage et aux terminaux méthaniers. Il permet, en le comprimant à haute pression, de transporter le gaz naturel sur des distances élevées afin de l'acheminer aux réseaux de distribution et à quelques très gros consommateurs. Deux entreprises se partagent la gestion du réseau de transport : TIGF dans le sud-ouest de la France (5 100 km de réseau), GRTgaz pour le reste du territoire (32 500 km de réseau). Contrairement au réseau électrique, l'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel n'est pas assuré à l'échelle nationale, mais au sein de deux zones distinctes, connectées l'une à l'autre et correspondant aux deux places de marché françaises (cf. 1.4.1). La fusion de la zone Nord et de la Trading Region South est toutefois programmée pour 2018 et devrait aboutir ainsi à une place de marché unique. Les réseaux de distribution permettent quant à eux d'acheminer le gaz naturel du réseau de transport jusqu'à la très grande majorité des

consommateurs finaux. Environ 11 millions de consommateurs sont ainsi raccordés aux quelque 200 000 km de canalisations de distribution. GRDF assure la distribution de plus de 96 % du marché, 24 autres gestionnaires, parmi lesquels 22 entreprises locales de distribution (ELD), se répartissant le reste.

Les pertes physiques de gaz naturel sur les réseaux et sites de stockage s'élèvent à 5,7 térawatt-heures (TWh) en 2016. Celles-ci sont globalement proportionnelles aux quantités de gaz transitant par les réseaux. Leurs variations d'une année sur l'autre suivent ainsi celles de la demande intérieure (figure 3.3.1).

Figure 3.3.1 : pertes physiques sur les réseaux de gaz naturel (y compris pertes de stockage)

En TWh PCS*

	2012	2013	2014	2015	2016
Total	4,1	6,4	5,7	6,0	5,7
Stockage	0,5	0,5	0,4	0,3	0,4
Réseau de transport	2,1	3,5	3,4	3,5	3,1
Réseau de distribution	1,5	2,4	2,0	2,1	2,2

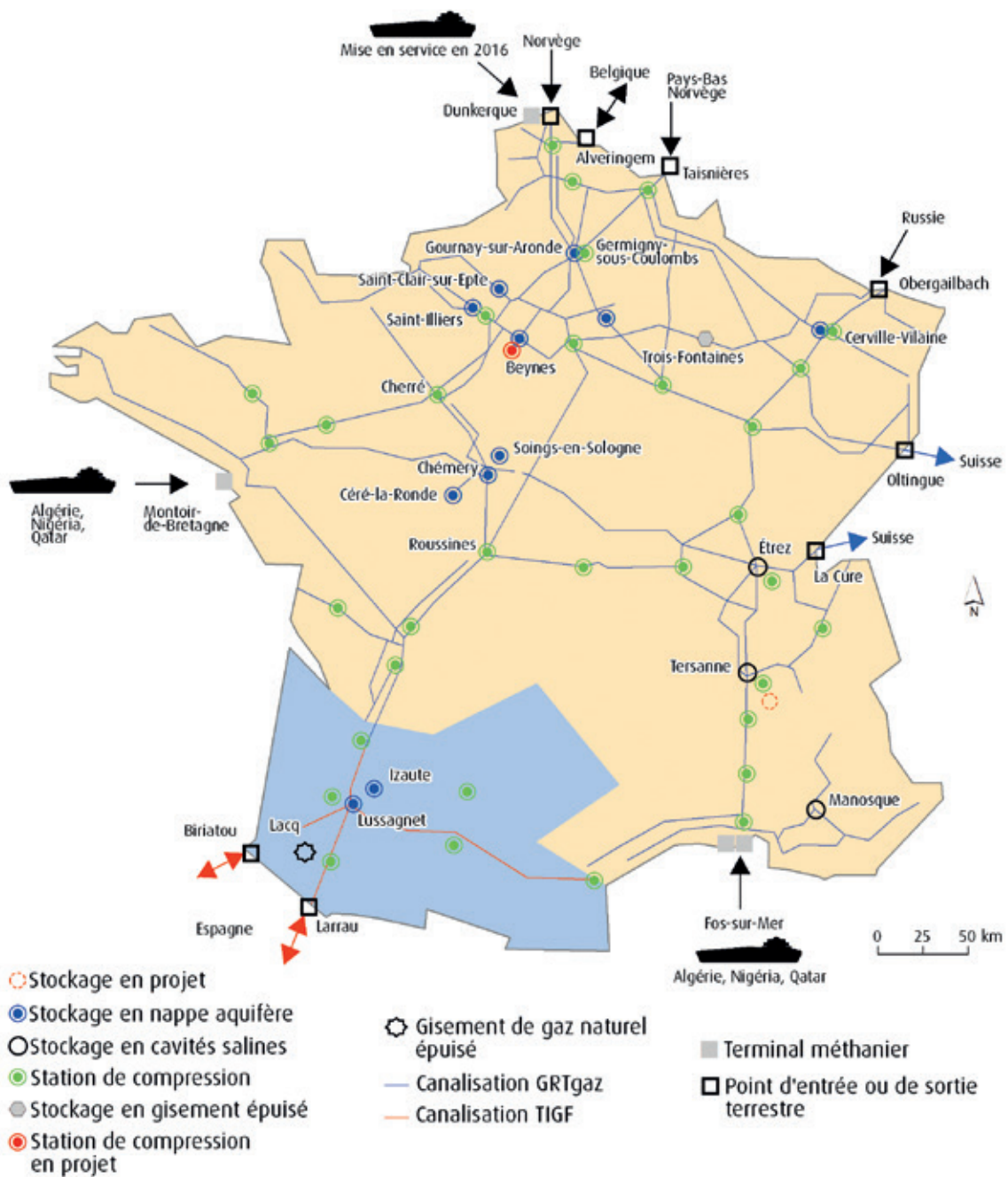
* Pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, d'après les gestionnaires de réseaux et de sites de stockage

Biométhane injecté sur les réseaux de gaz naturel

Outre le gaz naturel, du biométhane, obtenu par épuration de biogaz, est injecté sur les réseaux. Si les volumes concernés demeurent relativement faibles, ils progressent néanmoins rapidement avec le développement de la filière. En 2016, 215 gigawatt-heures (GWh) ont été injectés, soit 2,6 fois plus que l'année précédente. En fin d'année, 26 installations, d'une capacité d'injection de 411 GWh/an, sont raccordées aux réseaux de gaz naturel, tandis que 240 projets supplémentaires, représentant une capacité de plus de 5 TWh/an, sont en cours de développement.

Figure 3.3.2 : réseaux de transport, de stockage et compression de gaz naturel



Note : les premières cargaisons de GNL sont arrivées en juillet 2016 au terminal méthanier de Dunkerque, mais la mise en service commerciale du site n'a eu lieu qu'en janvier 2017.
Sources : GRTgaz ; Storengy ; TIGF et DGEC

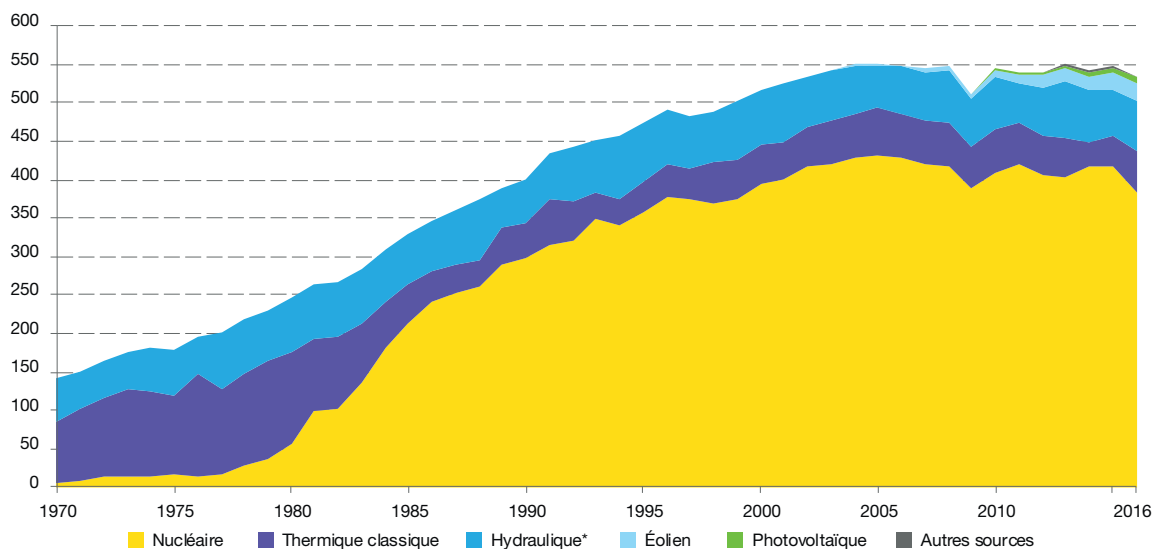
3.4 Baisse de la production d'électricité mais utilisation accrue des réseaux

3.4.1 PRODUCTION NETTE D'ÉLECTRICITÉ

La production d'électricité en France métropolitaine est relativement stable depuis le milieu des années 2000, son niveau fluctuant principalement avec la disponibilité du parc nucléaire et l'activité des barrages hydrauliques (figures 3.4.1.1 et 3.4.1.2). Nette de la consommation des auxiliaires

et des pertes dans les transformateurs des centrales, elle s'établit à 531 TWh en 2016, en recul de 2,8 % par rapport à 2015. Le nucléaire représente 72 % de la production totale d'électricité en métropole, devant l'hydraulique (12 %), le thermique classique (10 %), l'éolien (4 %) et le photovoltaïque (moins de 2 %).

Figure 3.4.1.1 : production nette d'électricité



* Y compris énergie marémotrice.

Sources : calculs SDES, d'après RTE ; EDF et producteurs d'électricité

Figure 3.4.1.2 : production nette d'électricité

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Production nucléaire	405		404		416		417		384	
<i>dont ARENH</i>	61	2 554	64	2 701	71	2 999	16	689	0	0
Production hydraulique*	63		75		68		59		65	
<i>dont hydraulique sous OA</i>	6	354	6	391	6	405	5	367	6	417
<i>dont subventions OA</i>		86		129		182		167		211
Production éolienne sous OA	15	1 310	16	1 419	17	1 536	21	1 894	21	1 855
<i>dont subventions OA</i>		549		646		825		1 033		1 004
Production photovoltaïque sous OA	4	1 965	5	2 211	6	2 466	7	2 673	8	2 752
<i>dont subventions OA</i>		1 769		2 006		2 256		2 403		2 487
Production thermique	52		49		33		41		54	
<i>dont thermique sous OA</i>	15	1 739	12	1 407	11	1 221	11	1 318	12	1 430
<i>dont subventions OA</i>		896		776		752		842		897
Production autre	1		1		1		1		1	
Subventions de peréquation (Corse)		300		330		324		334		317
Total production	540		550		541		546		533	
<i>dont sous OA</i>	40	5 367	39	5 428	40	5 628	45	6 252	47	6 455
<i>dont subventions OA</i>		3 300		3 558		4 016		4 445		4 600

* Y compris énergies marines.

Note : ne sont valorisées monétairement dans ce tableau que les productions sous obligation d'achat en France continentale, ainsi que la production d'origine nucléaire vendue dans le cadre du mécanisme de l'Aréh.

Source : calculs SDES

Nucléaire

La production nette d'électricité nucléaire recule de 7,9 % en 2016, à 384 TWh pour atteindre son plus bas niveau depuis la fin des années 1990 (voir 2.2.2). De la mise en place du dispositif Arenh en juillet 2011 jusqu'en 2014, plus de 15 % de la production nucléaire était rachetée à EDF par les fournisseurs alternatifs, pour un montant avoisinant les 3 milliards d'euros (Md€) la dernière année. En raison de la forte baisse des prix sur les marchés de gros de l'électricité, passés sous le tarif fixé dans le cadre de l'Aréh, cette part s'est effondrée en 2015 et plus aucun achat n'a finalement été réalisé dans le cadre de ce dispositif en 2016.

Hydraulique

La production hydraulique nette (y compris énergies marines) rebondit de 9 % en 2016, à 65 TWh, ses variations d'une année sur l'autre dépendant fortement du débit des cours d'eau (voir 2.2.3). Environ 7 % de la production, soit un peu moins de 5 TWh, est assurée par des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Ces installations hydroélectriques sont des moyens de stockage de l'électricité : elles pompent l'eau d'une retenue inférieure à une retenue supérieure pendant les heures où l'électricité est bon marché ; elles la turbinent ensuite en sens inverse lorsque le prix de l'électricité est élevé.

En 2016, 6 TWh sont produits dans le cadre de contrats d'obligation d'achat, dont ne peuvent bénéficier que les installations de faible puissance, inférieure à 12 MW. Celles-ci ont revendu leur production aux acheteurs obligés pour 417 millions d'euros (M€). La part subventionnée par l'État est en forte augmentation sur les dernières années, sous le double effet de l'augmentation du tarif d'achat moyen et de la baisse des prix de marché.

Éolien

La production éolienne ralentit en 2016, n'augmentant que de 0,7 % sur un an pour s'établir à 21 TWh (voir 2.2.3). Le coût d'achat de l'électricité d'origine éolienne pour les acheteurs obligés est en légère baisse sur un an, à un peu moins de 1,9 Md€.

Solaire photovoltaïque

La production solaire photovoltaïque progresse annuellement de 12 % en 2016, à 8 TWh (voir 2.2.3). Elle demeure celle dont le soutien par l'État, via le dispositif d'obligation d'achats, est le plus onéreux. Toutefois, le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque auprès des installations nouvellement raccordées ayant fortement baissé ces dernières années, le montant versé aux producteurs par les acheteurs obligés (2,8 Md€ en 2016) augmente moins rapidement que les volumes achetés correspondants.

Thermique classique

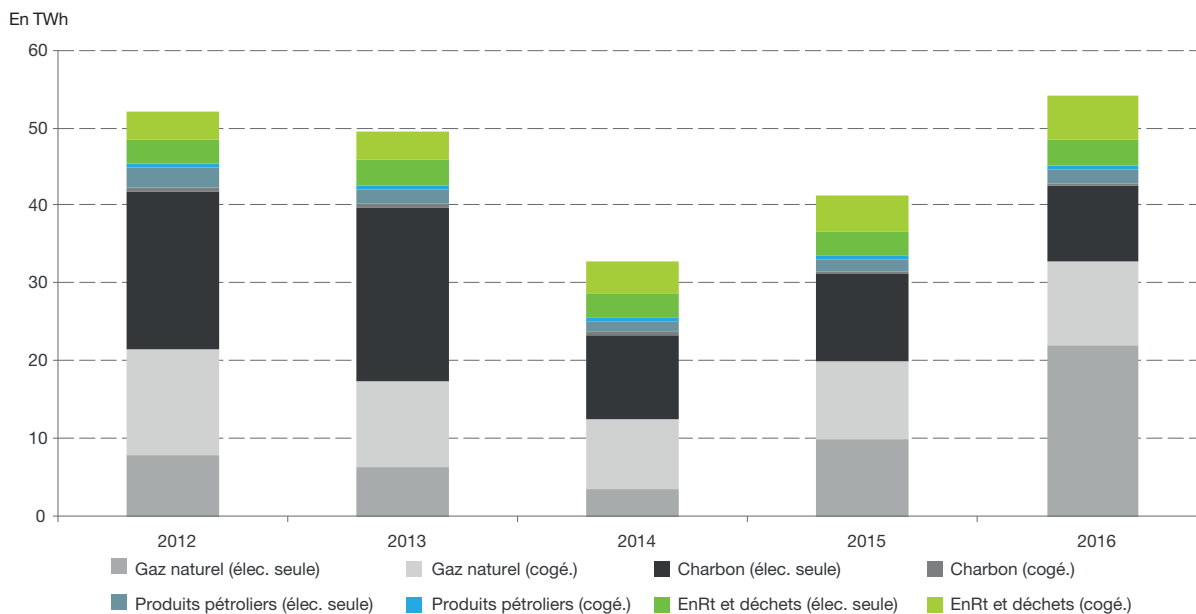
L'ajustement de l'offre à la demande d'électricité est pour l'essentiel assuré par la filière thermique classique, dont les moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement selon les besoins. En baisse régulière au début de la décennie, en raison de la fermeture de centrales à charbon et au fioul pour des raisons environnementales, elle a atteint un minimum historique en 2014, avant de rebondir nettement en 2015 (+ 26 %), puis de nouveau en 2016 (+ 31 %, à 54 TWh). Ce rebond a été stimulé par la relance des centrales au gaz naturel, combustible dont les prix de gros ont fortement diminué, permettant ainsi de répondre à la hausse de consommation des deux dernières années (voir 4.6) et de compenser, sur le deuxième semestre 2016, le repli de la production nucléaire (figure 3.4.1.3).

Parmi les centrales thermiques ne produisant que de l'électricité, celles fonctionnant au gaz affichent en moyenne le meilleur rendement. En effet, elles convertissent 50 % de l'énergie contenue dans le combustible en électricité, contre 35 %, 33 % et 19 % pour celles utilisant respectivement des

produits pétroliers, du charbon ou des énergies renouvelables et des déchets. Effectivement, la transformation de gaz en électricité est aujourd'hui essentiellement assurée (hors cogénération) par des centrales à cycle combiné, plus efficaces d'un point de vue énergétique que les centrales thermiques traditionnelles. La cogénération d'électricité et de chaleur présente par ailleurs un rendement énergétique global supérieur à celui de la production isolée d'électricité, pour toutes les formes d'énergie.

Les centrales thermiques utilisant des énergies renouvelables et de récupération (biomasse, biogaz, déchets), ainsi que celles de cogénération peuvent bénéficier, sous conditions, du mécanisme d'obligations d'achat. La production électrique dans le cadre de ce dispositif s'est élevée à 12 TWh en 2016, rachetés par les acheteurs obligés pour 1,4 Md€. Elle a reculé sensiblement au début de la décennie, du fait de l'arrivée à échéance des contrats, signés à la fin des années 1990, portant sur des installations de cogénération gaz dont la capacité est supérieure à 12 MW.

Figure 3.4.1.3 : production thermique classique nette, par type de combustibles



Note de lecture : en 2016, 33 TWh d'électricité ont été produites par combustion de gaz naturel, dont un tiers (11 TWh) à l'aide d'un procédé de cogénération. Source : calculs SDES, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

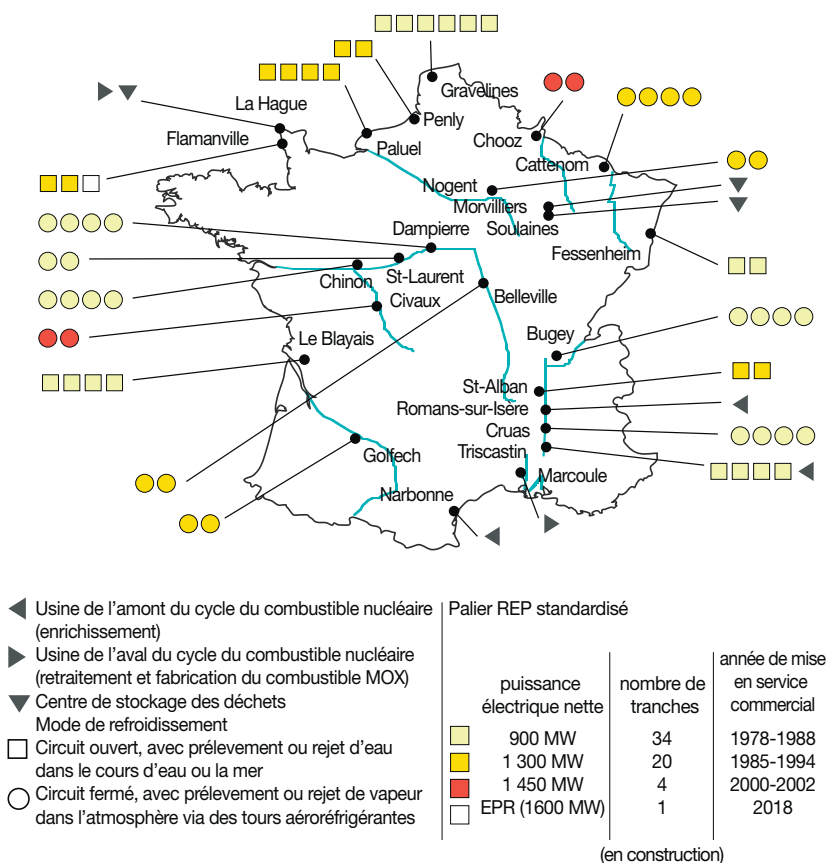
partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France métropolitaine

Sur l'ensemble des filières de production, au total 47 TWh d'électricité sont vendus aux acheteurs obligés en 2016, pour un montant de 6,5 Md€, dont plus de 70 % subventionnés par l'État.

Par ailleurs, des compensations, de l'ordre de 300 M€ en 2016, sont accordées par l'État aux producteurs situés en Corse, dans le cadre de la péréquation géographique tarifaire¹.

Ces compensations visent à ne pas répercuter les surcoûts de production sur le tarif moyen de vente au client final, et ainsi garantir que celui-ci soit similaire à celui de la France continentale. Ces surcoûts de production sont liés aux contraintes plus fortes pour assurer l'équilibre entre offre et demande du fait du caractère insulaire du territoire.

Figure 3.4.1.4 : sites nucléaires, situation au 31 décembre 2016

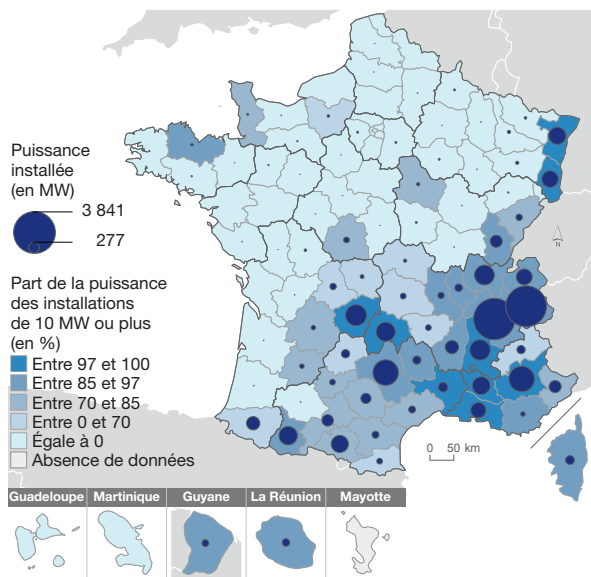


Source : DGEC

¹ Il est fait l'hypothèse, dans le compte présenté ici, que la totalité du surcoût est liée à la production, alors qu'en réalité une partie provient de la gestion du réseau. Les activités de production, distribution et fourniture d'électricité étant, par dérogation au droit européen, intégrées dans les zones non interconnectées, il n'est en effet pas possible d'identifier séparément les deux composants.

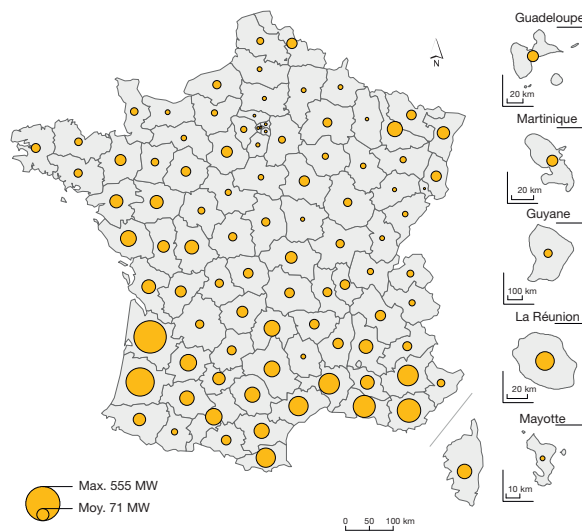
partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France métropolitaine

Figure 3.4.1.5 : puissance hydraulique (hors pompages, y compris énergies marines) raccordée au réseau au 31 décembre 2016



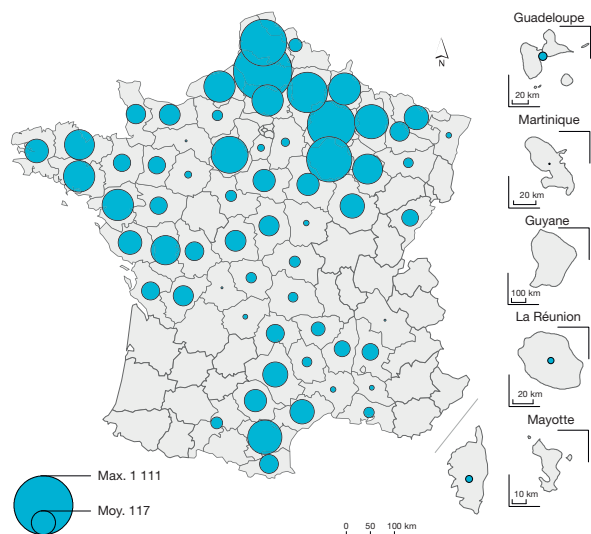
Source : calculs SDES, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

Figure 3.4.1.7 : puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2016



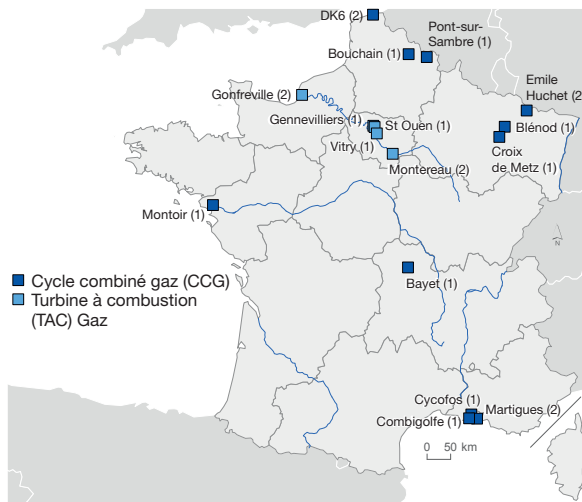
Source : calculs SDES, d'après raccordements ERDF, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.6 : puissance éolienne raccordée au réseau au 31 décembre 2016



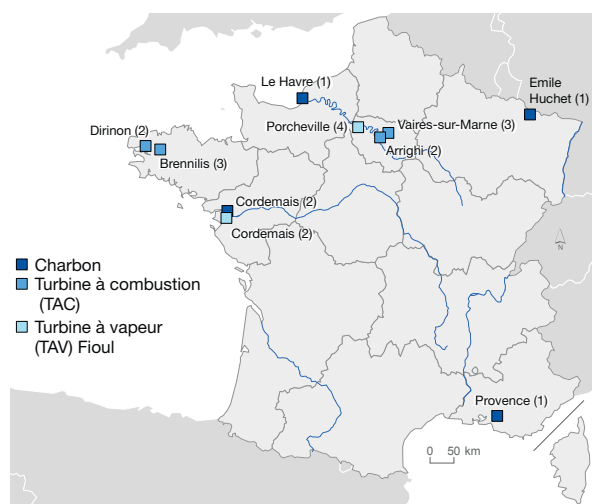
Source : calculs SDES, d'après raccordements ERDF, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.8 : centrales à gaz, situation au 31 décembre 2016



Source : RTE

Figure 3.4.1.9 : centrales à charbon et au fioul en France, situation au 31 décembre 2016



Source : RTE

comprennent les lignes à moyenne et basse tension (« HTA » et « BT »), d'une longueur cumulée de plus de 1,3 million de kilomètres. ERDF, devenue Enedis en 2016, est gestionnaire d'un réseau couvrant 95 % des clients du territoire continental, 160 entreprises locales de distribution se répartissant le reste. EDF SEI, acteur intégré (également producteur et fournisseur), gère les réseaux des zones non interconnectées (ZNI, *i.e.* Corse et outre-mer), sauf à Mayotte où la gestion est assurée par Électricité de Mayotte.

Transport et distribution confondus, la rémunération des gestionnaires de réseaux pour leurs missions, dont l'acheminement de l'électricité en France métropolitaine, s'est élevée à 14,1 Md€ en 2016 (figure 3.4.2.1). Cette somme, payée par les consommateurs via le Turpe, comprend notamment la valeur des pertes physiques d'électricité sur les réseaux, qui doivent être achetées sur le marché par les gestionnaires (voir 1.5.2). Ces pertes se sont élevées à 37 TWh en France métropolitaine en 2016, entraînant une charge de 1,6 Md€ pour les gestionnaires. Nette de la valeur de ces pertes (qui, *in fine*, constitue une rémunération des producteurs), les gestionnaires de réseaux ont donc perçu une rémunération de 12,5 Md€ en 2016 afin de financer le développement, la maintenance et l'exploitation des réseaux, ainsi que les missions associées (relève/comptage, mise en service, dépannage, mise à disposition de données, etc.). Le coût du réseau pour les consommateurs, y compris les pertes, a augmenté de 0,6 % par an en moyenne entre 2012 et 2016, du fait principalement de la hausse du coût unitaire, les volumes de consommation ayant été proches en 2012 et 2016.

Les réseaux de distribution et le réseau de transport contribuent respectivement à hauteur de 72 % et 28 % au coût total d'acheminement de l'électricité en 2016. Le coût unitaire des réseaux de distribution a augmenté de 1,2 % par an en moyenne entre 2012 et 2016, tandis que celui du réseau de transport a diminué de 0,5 %.

3.4.2 TRANSPORT ET DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Le réseau d'électricité, qui permet son acheminement depuis les lieux de production jusqu'à ceux de consommation, se compose de deux niveaux. Le réseau de transport, géré par RTE sur le territoire continental, comprend les lignes à très haute tension (« HTB »). D'une longueur totale d'environ 100 000 km, il permet d'acheminer la très grande majorité de l'électricité produite au réseau de distribution et à quelques très gros consommateurs. Les réseaux de distribution, auxquels sont raccordés la grande majorité des consommateurs et la quasi-totalité des petits producteurs,

Figure 3.4.2.1 : utilisation des réseaux d'électricité

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Réseau de transport	460	4 086	466	4 197	440	3 938	449	4 023	458	3 984
dont pertes	11	642	11	613	11	509	10	466	11	469
Réseaux de distribution	411	9 653	420	9 986	389	9 637	402	9 816	410	10 111
dont pertes	27	1 675	27	1 566	23	1 259	25	1 216	26	1 147
Utilisation des réseaux	489	13 739	495	14 183	465	13 575	477	13 840	486	14 095
dont pertes	37	2 317	38	2 179	34	1 768	35	1 682	37	1 616

Note de lecture : le réseau de transport a acheminé 458 TWh d'électricité en 2016 et a perçu pour cela une rémunération de 3 984 M€, dont 469 M€ correspondent à l'achat de 11 TWh dissipés lors de ce transport.

Source : calculs SDES, d'après les gestionnaires de réseaux

3.5 Progression de la production de chaleur (réseaux et cogénération)

En 2016, 4,3 Mtep de chaleur destinée à la vente ont été produits en France, soit 12 % de plus que l'année précédente. Nettes des pertes de distribution, ce sont *in fine* 3,4 Mtep qui ont été livrées aux consommateurs, dont près des deux tiers proviennent des réseaux de chaleur et le tiers restant des cogénérations (l'ensemble de la chaleur commercialisée est assimilé dans le présent bilan à celle livrée par les réseaux ou déclarée vendue par les gestionnaires des centrales de cogénération).

3.5.1 RÉSEAUX DE CHALEUR

Les réseaux de chaleur sont généralement mis en place par des collectivités locales afin de chauffer, à partir d'une chaufferie collective, des bâtiments publics ou privés situés sur leur territoire. Des réseaux peuvent également être d'initiative privée. Leur taille varie fortement, allant du petit réseau de chaleur biomasse situé en zone rurale jusqu'à celui de Paris, de taille très importante et alimenté par de multiples centrales de production (figure 3.5.1.1). Ce dernier assure un tiers du chauffage collectif de la capitale. Les réseaux de chaleur sont particulièrement adaptés aux zones urbaines denses. Ils permettent également d'exploiter une ressource locale, difficile d'accès ou à mobiliser, comme la géothermie, la récupération de chaleur auprès d'une unité d'incinération d'ordures ménagères ou d'un site industriel par exemple. En 2016, plus de 650 réseaux de chaleur sont dénombrés en France, d'une puissance thermique totale d'environ 20 GW, dont près de 9 GW concentrés dans la seule région Île-de-France.

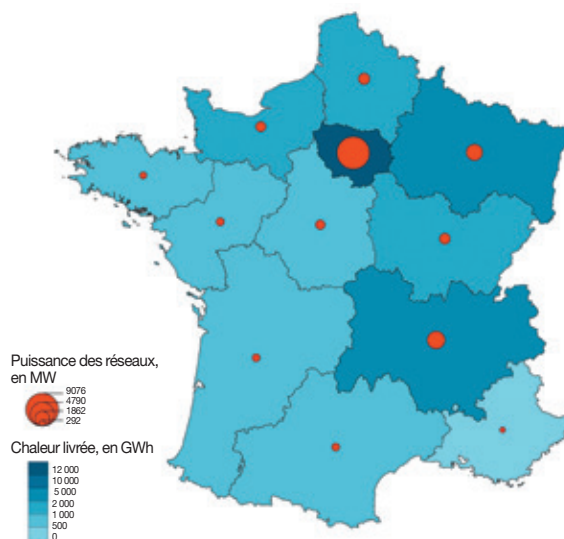
En 2016, les réseaux ont livré aux consommateurs un peu plus de 2,1 Mtep de chaleur (nettes des pertes de distribution), soit 8 % de plus que l'année précédente. Pour produire de la chaleur et pouvoir *in fine* livrer cette quantité, ils ont consommé environ 2,8 Mtep d'énergie. Le bouquet énergétique des réseaux demeure dominé par le gaz naturel, qui représente 39 % de leur consommation, suivi de la biomasse (21 %), et de la chaleur récupérée auprès d'usines d'incinération d'ordures ménagères (19 %). Le fioul et le charbon, autrefois prépondérants, poursuivent leur déclin et ne représentent plus que 7 % du bouquet énergétique des réseaux (contre

60 % en 1990). A contrario, la part des énergies renouvelables a plus que doublé depuis le début de la décennie, pour atteindre 39 % en 2016. Sur un an, elle progresse de 4 points (figures 3.5.1.2 et 3.5.1.3). La part des énergies renouvelables et de récupération (incluant – outre les énergies renouvelables et les déchets – la chaleur directement récupérée auprès d'un établissement externe au réseau) dans le bouquet des réseaux atteint 53 %.

Plus du quart des réseaux de chaleur (28 %) possèdent un équipement de cogénération. En 2016, la chaleur produite par cogénération dans les réseaux de chaleur, puis livrée aux consommateurs, représente environ 0,4 Mtep (soit 17 % du total des livraisons des réseaux).

Il existe également 21 réseaux de froid en France métropolitaine (et un à Monaco). Ceux-ci ont livré 77 ktep de froid en 2016.

Figure 3.5.1.1 : puissance thermique et chaleur livrée par les réseaux de chaleur en 2016

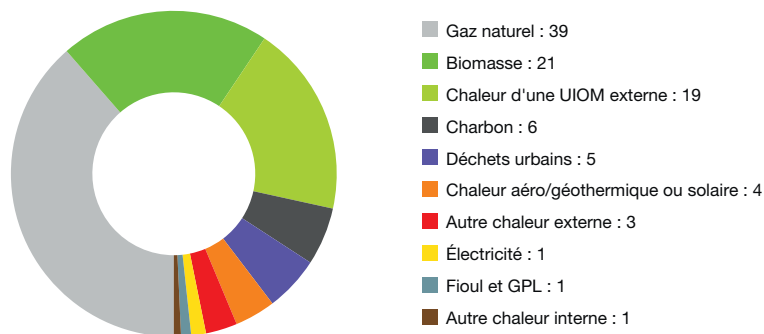


Source : SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France métropolitaine

Figure 3.5.1.2 : bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2016

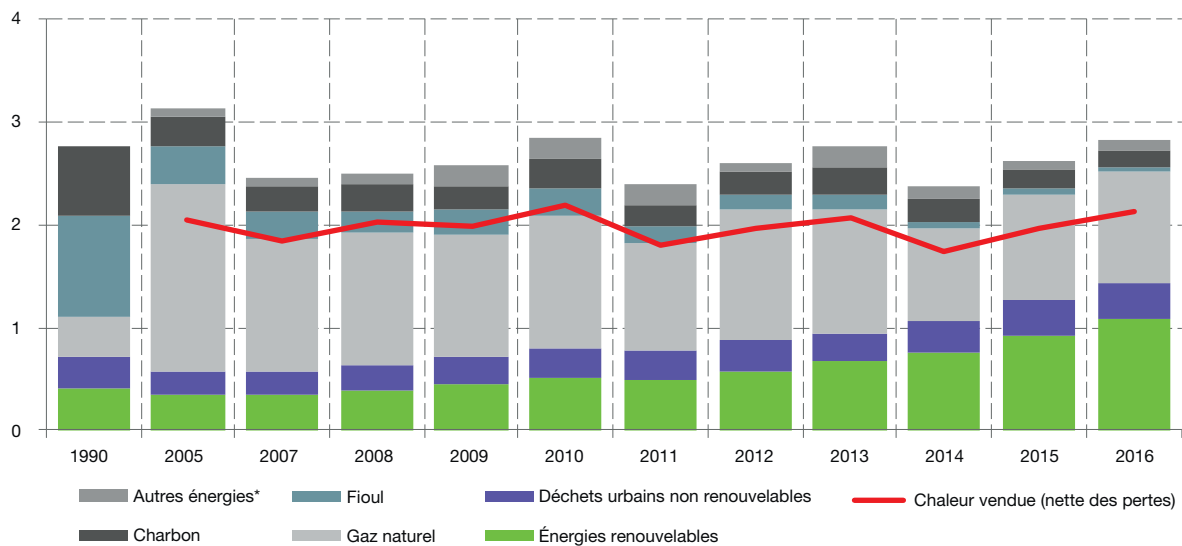
En %



Note : hors proportion de combustibles utilisée pour la production d'électricité lorsque le réseau de chaleur utilise un procédé de cogénération.
 Source : SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

Figure 3.5.1.3 : consommation d'énergie par source dans les réseaux de chaleur

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



* GPL, gaz de récupération, chaudières électriques, chaleur industrielle, consommation électrique des pompes à chaleur, cogénération externe non renouvelable, autres combustibles non renouvelables.

Note : hors proportion de combustibles utilisée pour la production d'électricité lorsque le réseau de chaleur utilise un procédé de cogénération.

Source : SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

3.5.2 CHALEUR COGÉNÉRÉE VENDUE HORS DES RÉSEAUX DE CHALEUR

En 2016, les installations de production d'électricité avec procédé thermique de cogénération (hors réseaux de chaleur munis d'un tel équipement) ont produit 3,6 Mtep de chaleur, dont 1,3 Mtep a été livrée, nettes des pertes de distribution, à des utilisateurs tiers (figure 3.5.2.1). Tout le reste, soit 64 % de la chaleur produite par cogénération, correspond, outre les pertes, à de la chaleur auto-consommée, c'est-à-dire

utilisée 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 électricité et chaleur pour les besoins propres de leur activité et peuvent en revendre le surplus à titre secondaire.

En 2016, la chaleur produite par cogénération l'a principalement été en brûlant du gaz naturel (37 %), des déchets urbains (ménagers, hospitaliers et du tertiaire ; 20 %) et des produits pétroliers (12 %).

Figure 3.5.2.1 : production de chaleur par cogénération en 2016, hors réseaux de chaleur

En ktep (données non corrigées des variations climatiques)

	Électricité issue de la cogénération, hors réseaux de chaleur	Chaleur issue de la cogénération, hors réseaux de chaleur		
		Total chaleur	Chaleur vendue (nette des pertes de distribution)	Pertes et chaleur auto-consommée
Production totale	1 207	3 576	1 295	2 281
Produits charbonniers	31	206	10	196
Produits pétroliers	44	432	13	419
Gaz naturel	675	1 335	509	826
Déchets	147	703	486	216
<i>dont déchets urbains</i>	141	693	480	213
Bois et résidus agricoles	124	348	189	159
Résidus de papeterie, liqueur noire	62	362	0	362
Biogaz	102	82	15	67
Autres combustibles	22	107	72	35

Note : les colonnes « Total chaleur » et « Pertes et chaleur auto-consommée » incluent la chaleur auto-consommée. Toutefois, cette dernière n'étant pas vendue à des tiers mais consommée directement par le producteur, elle n'est in fine pas comptabilisée dans le bilan de la chaleur (dont le périmètre est celui de la chaleur vendue) ; ce sont les combustibles utilisés pour produire la chaleur auto-consommée qui sont comptabilisés comme consommations finales dans le bilan des autres formes d'énergie.

Source : SDES, enquête annuelle sur la production d'électricité et enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

partie 4

La consommation d'énergie par forme d'énergie en France métropolitaine

— La consommation d'énergie primaire décroît de 1,6 % en 2016. Dans un contexte de besoins de chauffage accrus par des températures moins douces qu'en 2015, la baisse est de 3,2 % à climat constant. Malgré le recul du nucléaire, celui-ci domine toujours le bouquet énergétique primaire. Les consommations primaires de pétrole et de charbon reculent également à climat constant, tandis que celles de gaz naturel et d'énergies renouvelables et déchets augmentent. Déduction faite des pertes liées à la transformation, au transport et à la distribution d'énergie, la consommation finale progresse légèrement à climat réel, mais recule de 1,1 % à climat constant. Cette baisse affecte toutes les formes d'énergie, à l'exception des énergies renouvelables et de la chaleur.

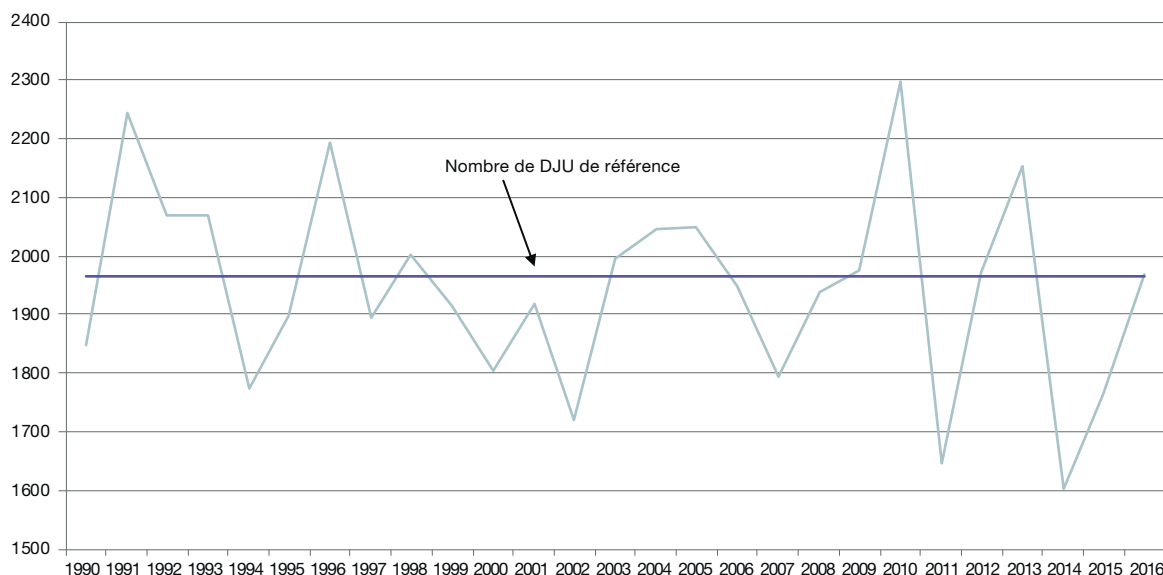


4.1 Forte baisse de la consommation primaire à climat constant

La consommation primaire décroît de 1,6 % en 2016, à 245,8 Mtep. Corrigée des variations climatiques (CVC), la baisse de la consommation primaire atteint même 3,2 %. En effet, la rigueur climatique de la période de chauffe, mesurée par le nombre de degrés-jours (DJU, cf. annexe 4), est proche en 2016 de la moyenne de référence calculée sur la période 1986-2015, alors que les températures avaient été plus douces en 2015 (figure 4.1.1). La diminution de la consommation primaire CVC en 2016 s'inscrit dans une baisse tendancielle depuis le milieu des années 2000, même si cette consommation avait légèrement rebondi entre 2013 et 2015. Elle atteint en 2016 son plus bas niveau depuis 1997.

La consommation primaire peut être décomposée comme la somme de la consommation finale (à usage énergétique ou non) et des pertes de transformation, transport et distribution d'énergie (à l'écart statistique près) (figure 4.1.2). Ces dernières représentent 92,4 Mtep en 2016, en baisse de 6,5 % à climat constant. Cette baisse s'explique principalement par celle de la production nucléaire et des pertes de chaleur induites (cf. 2.2.2). Elle n'est que partiellement compensée par la hausse d'activité, et donc des pertes de transformation induites, des centrales électriques, calogènes et de cogénération utilisant du gaz ou du bois (cf. 3.4 et 3.5). Les consommations finales à usages énergétique et non énergétique décroissent également à climat constant, de respectivement 0,8 % et 3,7 % (à respectivement 140,0 Mtep et 13,3 Mtep).

Figure 4.1.1 : nombre de degrés-jours unifiés de la période de chauffe

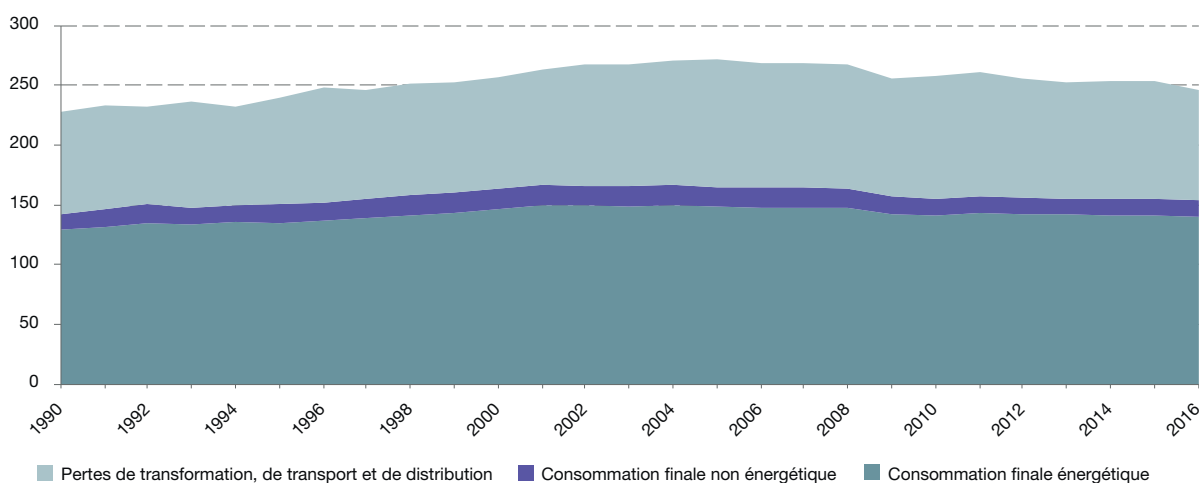


Source : Météo France

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France métropolitaine

Figure 4.1.2 : consommation primaire par usage

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



Note : les pertes de transformation, de transport et de distribution intègrent la consommation d'énergie des entreprises du secteur de la transformation pour leur usage propre ainsi qu'un écart statistique.

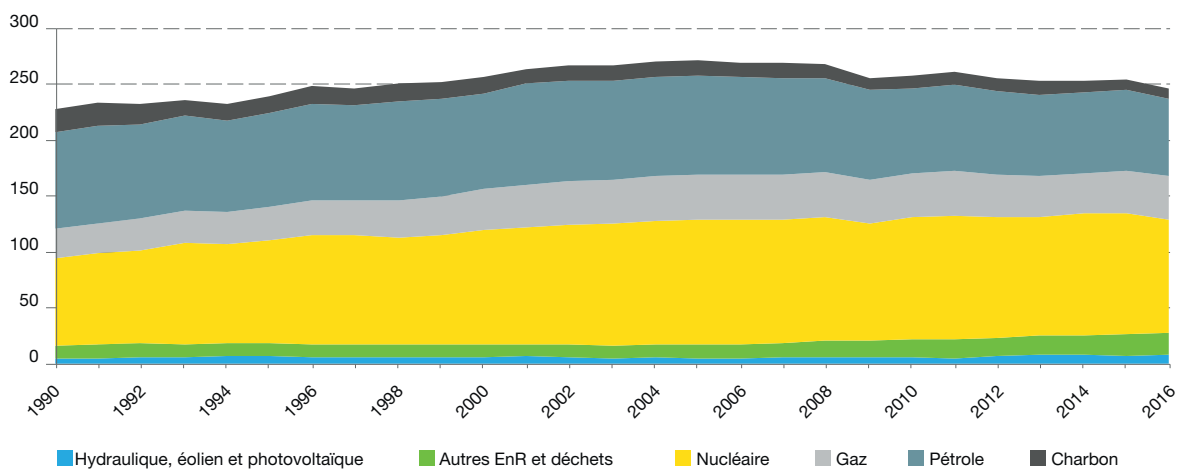
Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie

Parmi les différentes formes d'énergie primaire, c'est logiquement le nucléaire qui contribue le plus en 2016 à la baisse de la consommation totale (figure 4.1.3). À climat constant, les consommations primaires de pétrole et de charbon baissent également, alors que celle de gaz et, plus

encore, celle d'énergies renouvelables croissent. Le bouquet énergétique primaire CVC se compose de 41 % de chaleur nucléaire, 28 % de pétrole, 16 % de gaz, 3 % de charbon et 11 % d'énergies renouvelables et déchets.

Figure 4.1.3 : consommation primaire par forme d'énergie

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



Note : l'énergie nucléaire est comptabilisée en équivalent primaire à la production (chaleur dégagée par la réaction nucléaire, puis convertie en électricité), déduction faite du solde exportateur d'électricité.

Source : calculs SDES, à partir des sources par énergie

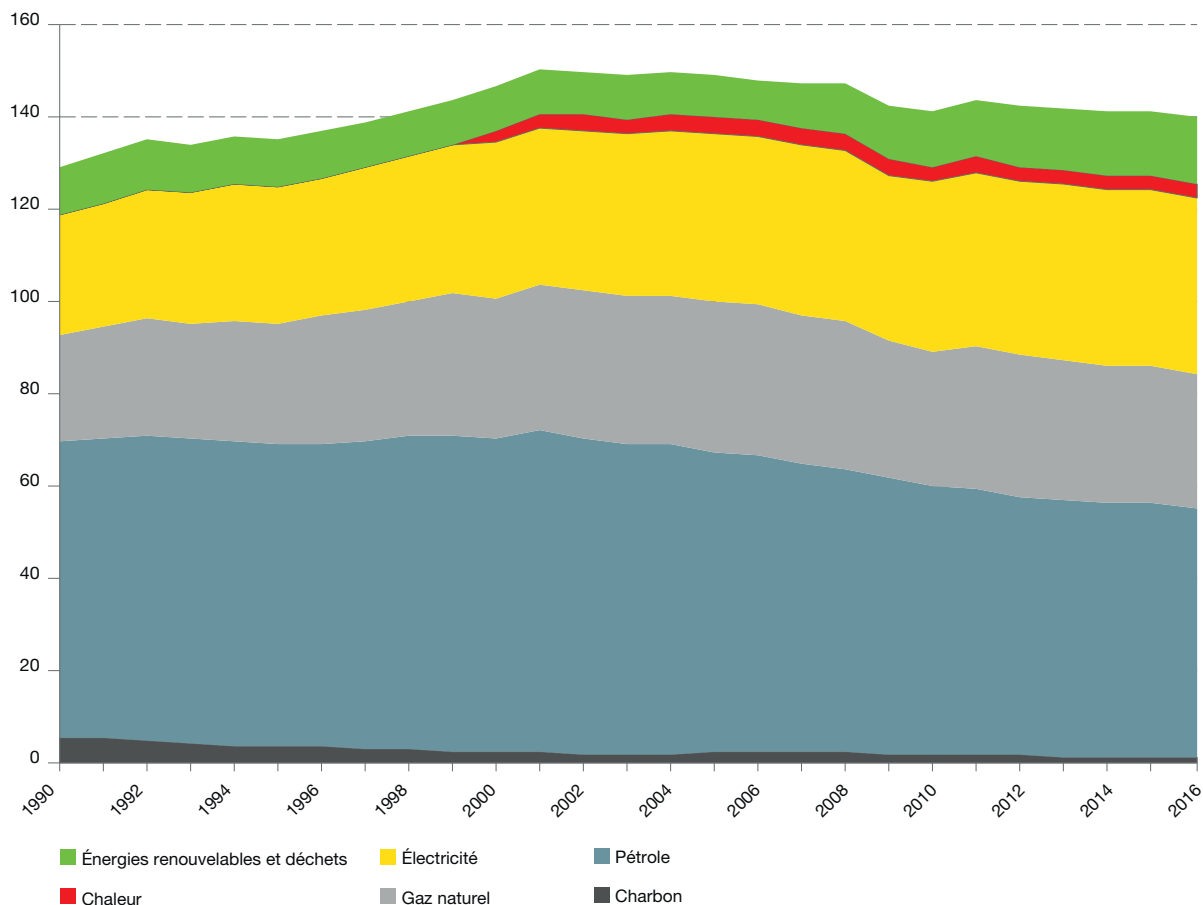
partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France métropolitaine

Le bouquet énergétique final CVC reste quant à lui dominé par le pétrole. Celui-ci subit moins de pertes lors du processus de transformation de l'énergie que la chaleur nucléaire, dont seul un tiers est converti en électricité (figure 4.1.4). Les produits pétroliers représentent ainsi 39 % de la consommation finale à usage énergétique, devant l'électricité (27 %), le gaz (21 %), les énergies renouvelables et les déchets

(10 %), la chaleur (2 %) et le charbon (1 %). Conformément à la tendance observée depuis le milieu des années 2000, la part des énergies fossiles dans le bouquet baisse en 2016, alors que celles de l'électricité et des énergies renouvelables augmentent. La chaleur, qui ne présente pas de tendance de long terme claire, progresse également en 2016.

Figure 4.1.4 : consommation finale à usage énergétique par forme d'énergie

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



Note : la chaleur n'est isolée que depuis 2000.

Source : calculs SDES, à partir des sources par énergie

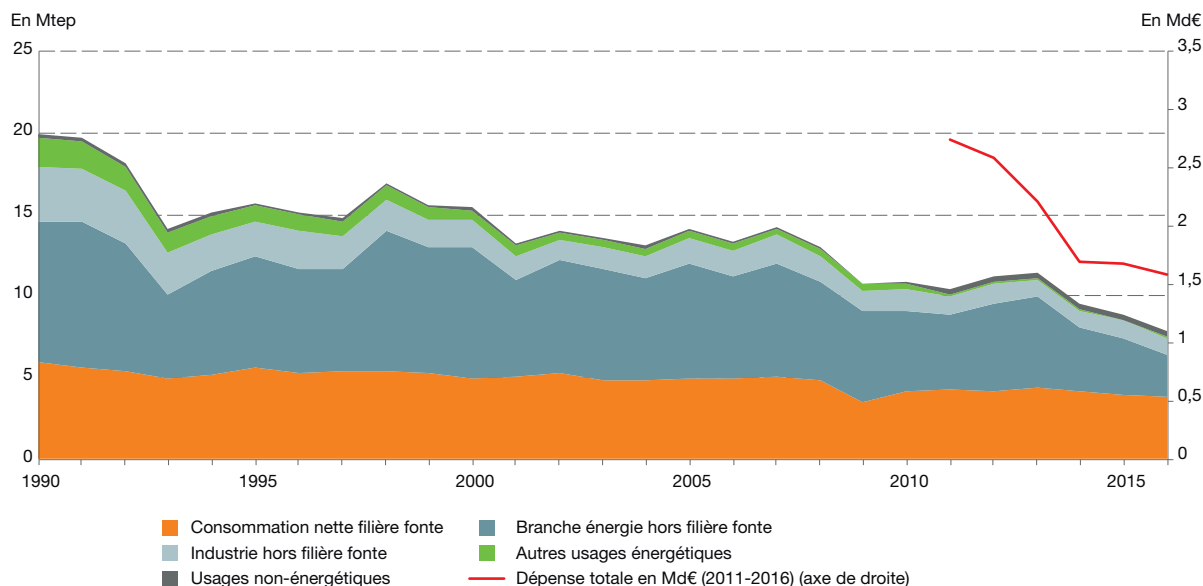
4.2 Le recul de la consommation de charbon se poursuit en 2016

Après un léger rebond en 2012 et 2013, la consommation primaire de charbon est repartie à la baisse les deux années suivantes. Cette tendance baissière se poursuit en 2016 (- 2,7 % en données réelles, - 6,5 % en données corrigées des variations climatiques). La consommation primaire de charbon poursuit ainsi son déclin sur le long terme, les autres formes d'énergies se substituant progressivement au charbon dans la plupart des secteurs consommateurs. Elle s'établit à un niveau historiquement bas en 2016, à 8,6 Mtep (*figure 4.2.1*). La filière fonte constitue le principal secteur d'activité consommateur de charbon en France en 2016, avec 45 % de la consommation totale. La production d'électricité et de chaleur est le deuxième secteur d'activité consommateur de charbon (31 %), la consommation finale (essentiellement celle

de l'industrie manufacturière hors hauts-fourneaux) ne représentant que 16 % de l'ensemble des ressources primaires consommées en 2016 (le solde correspondant à l'écart statistique).

La dépense totale en charbon s'élève quant à elle à 1,6 Md€ en 2016. Bien que la chute des prix observée les années précédentes se soit enrayée, la dépense en charbon continue de baisser en 2016, de 5,7 %, du fait du recul de l'activité des centrales électriques à charbon. Les hauts-fourneaux, qui consomment majoritairement du coke, issu de la transformation d'un type de charbon plus onéreux que celui utilisé pour la production d'électricité et de chaleur, concentrent à eux seuls 60 % de la dépense totale.

Figure 4.2.1 : consommation primaire (hors écart statistique) corrigée des variations climatiques (en Mtep) et dépense totale de charbon (en Md€)



Source : calculs SDES, d'après EDF, Uniper France Power, FFA, Insee, Douanes, COCIC et SNCU

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France métropolitaine

Outre la filière fonte, dont la consommation totale nette s'élève à 3,8 Mtep en 2016 (cf. 3.1), près de 2,7 Mtep de produits charbonniers - correspondant à une dépense de 0,4 Md€ - ont été consommés par la branche énergie en 2016, à des fins de production électrique ou, de façon plus marginale, de production de chaleur vendue ensuite à des tiers (figure 4.2.2). Un peu moins de 0,6 Mtep correspond à des gaz fatals issus des cokeries et hauts-fourneaux, brûlés pour produire de l'électricité sur le site sidérurgique lui-même ou dans une centrale thermique voisine, comme c'est notamment le cas à Dunkerque. Les 2,1 Mtep restantes correspondent pour l'essentiel à du charbon-vapeur, utilisé comme combustible par des centrales thermiques à flamme. Leur consommation recule de 13 % en 2016 et de plus de

moitié sur les quatre dernières années, reflet de la réduction progressive du parc pour des raisons environnementales et d'obsolescence. Avec l'arrêt de nombreuses tranches, la capacité électrique installée des centrales à charbon s'est en effet réduite de plus de moitié sur le territoire métropolitain entre 2012 et 2016, seuls quatre sites restant désormais en service en métropole. Les centrales thermiques à charbon étant principalement utilisées comme moyens de pointe lors des vagues de froid hivernales, leur consommation, au-delà de la tendance baissière de long-terme, dépend en grande partie du climat. Corrigée des variations climatiques, elle baisse de 25 % en 2016, du fait de la fermeture de plusieurs tranches de production en cours d'année 2015 et de l'indisponibilité de certaines autres à l'été 2016.

Figure 4.2.2 : consommation de la branche énergie (hors filière fonte)

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€
Branche énergie électricité et chaleur (hors filière fonte)	5,3	774	5,9	757	3,3	350	3,2	428	2,7	360
Charbon primaire	4,6	637	5,2	627	2,5	281	2,4	258	2,1	232
Gaz dérivés	0,7	138	0,7	129	0,8	69	0,7	170	0,6	128

Sources : EDF ; Uniper ; SDES

La consommation finale de charbon en France s'élève à 2,1 Mt en 2016, soit environ 1,4 Mtep, pour une dépense de 0,3 Md€ (figures 4.2.3 et 4.2.4). La consommation physique est restée relativement stable ces dernières années, tandis que la dépense s'est contractée de près de 30 % entre 2012 et 2016, conséquence du recul des prix payés par les consommateurs finaux, particulièrement marqué au début de la décennie. Les usages non énergétiques du charbon – dont une part importante de charbon dérivé relativement onéreux

– représentent un cinquième de la consommation finale mais près d'un tiers de la dépense correspondante. Les usages énergétiques se concentrent quant à eux en quasi-totalité dans l'industrie, principalement dans les secteurs du ciment, de la chimie minérale et de l'agro-alimentaire. Le charbon est toutefois encore très marginalement utilisé comme combustible, en général pour le chauffage, dans le résidentiel et le tertiaire.

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France métropolitaine

Figure 4.2.3 : consommation finale de charbon, en Mt, et valorisation monétaire associée

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€
Industrie	1,9	261	1,6	203	1,6	196	1,6	180	1,5	168
Charbon primaire	1,6	174	1,3	133	1,3	126	1,4	122	1,3	116
Charbon dérivé	0,3	87	0,3	70	0,3	70	0,3	58	0,2	52
Autres usages énergétiques	0,1	27	0,1	23	0,1	16	0,1	17	0,1	17
Charbon primaire	0,1	20	0,1	15	0,1	11	0,1	11	0,1	11
Charbon dérivé	0,0	7	0,0	8	0,0	6	0,0	6	0,0	6
Usages non-énergétiques	0,4	98	0,4	94	0,5	111	0,4	85	0,4	84
Charbon primaire	0,2	42	0,2	42	0,2	46	0,2	42	0,3	55
Charbon dérivé	0,2	56	0,2	52	0,3	65	0,2	44	0,1	28
Total	2,4	386	2,1	320	2,2	323	2,2	283	2,1	269
Charbon primaire	1,9	236	1,6	190	1,6	183	1,7	174	1,7	182
Charbon dérivé	0,5	150	0,5	130	0,6	140	0,5	108	0,4	87

Note : la filière fonte (cf. partie 3.1), en tant que filière de transformation des produits charbonniers, est comptabilisée au sein de la branche énergie. Sa consommation n'est donc pas intégrée à la consommation finale de charbon du secteur industriel présentée dans ce tableau.

Source : calculs SDES, d'après EACEI, EAP

Figure 4.2.4 : consommation finale totale de charbon, en Mtep, et valorisation monétaire associée, en M€

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€
Total	1,6	386	1,4	320	1,5	323	1,4	283	1,4	269
Charbon primaire	1,3	236	1,1	190	1,0	183	1,1	174	1,0	182
Charbon dérivé	0,4	150	0,3	130	0,4	140	0,4	108	0,3	87

Source : calculs SDES, d'après EACEI, EAP

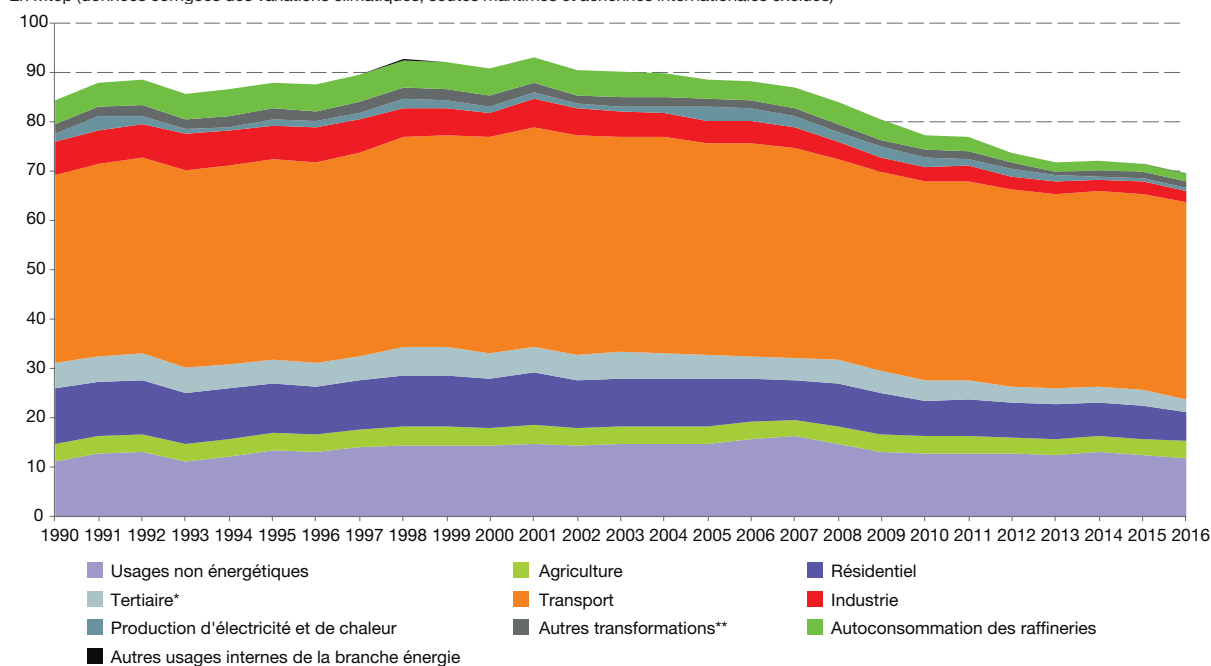
4.3 Baisse de la consommation de produits pétroliers, tous usages confondus

En 2016, la consommation intérieure de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) s'établit à 69,5 Mtep, en baisse de 2,1 %. L'année 2016 ayant été moins douce que 2015, le recul de la consommation corrigée des variations climatiques

est un peu plus marqué (-2,7 %) et s'inscrit dans la tendance baissière de long terme amorcée au début des années 2000 (figure 4.3.1).

Figure 4.3.1 : consommation totale de produits pétroliers raffinés par secteur (hors biocarburants)

En Mtep (données corrigées des variations climatiques, soutes maritimes et aériennes internationales exclues)



* Les consommations des armées sont comptabilisées dans le présent bilan au sein du secteur tertiaire.

** Ce poste correspond aux produits semi-finis issus de l'industrie pétrochimique et retournés en raffineries pour être retraités. Il contient également jusqu'en 2009 de faibles quantités de coke de pétrole enfournées en cokeries.

Source : calculs SDES, d'après CPDP, CFBP, Insee, SSP, SFIC, Uniper, Douanes, DGEC, ministère de la Défense, EDF, Citepa

La branche énergie représente 5,3 % de la consommation totale de produits pétroliers raffinés en 2016, soit 3,7 Mtep, correspondant à trois principaux usages. En premier lieu, 0,8 Mtep ont été consommés à des fins de production d'électricité et de chaleur, dont près d'un quart au sein même des raffineries. Tout comme celles à charbon, les centrales au fioul sont progressivement fermées pour raisons environnementales et les consommations correspondantes de combustibles (hors centrales en raffineries) poursuivent leur déclin (-7 % en 2016). Par ailleurs, environ 1,2 Mtep de produits issus de l'industrie pétrochimique (en majorité du naphta) sont renvoyés en raffineries pour y être retraités, soit

autant que l'année précédente. Enfin, près de 1,7 Mtep de produits raffinés sont directement consommés par les raffineries pour leurs propres usages (autres que la production d'électricité ou le retraitement de produits semi-finis), soit 7 % de moins qu'en 2015.

La consommation finale de produits pétroliers à usage énergétique s'élève à 53,9 Mtep en 2016. Après s'être stabilisée en 2015, elle recule de nouveau en 2016 (-2,4 % sur un an à climat constant), cette baisse affectant l'ensemble des secteurs de l'économie, dans des proportions toutefois différenciées. Le transport représente à lui seul les trois quarts de la consommation finale à usage énergétique (74 %), loin

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France métropolitaine

devant le résidentiel (11 %), l'agriculture (6 %), le tertiaire (5 %) et l'industrie (4 %).

La consommation de produits pétroliers dans l'industrie (y compris construction) recule régulièrement depuis plus de trente ans. Cette tendance de long terme est vraisemblablement le reflet d'un effet de substitution d'autres énergies aux produits pétroliers après les chocs des années 1970 et, plus récemment, du ralentissement de l'activité dans certains secteurs industriels gros consommateurs de produits pétroliers, tels que la fabrication de plâtres, chaux et ciments. Après un léger rebond en 2015, la consommation de produits pétroliers dans l'industrie recule de nouveau nettement en 2016 (- 5 % sur un an, à climat constant), à 2,2 Mtep. La part de l'industrie dans les usages énergétiques du pétrole a été divisée par deux sur les quinze dernières années.

La consommation de produits pétroliers (hors biocarburants) pour le transport est quasiment stable en 2016, à 39,7 Mtep (- 0,2 % par rapport à 2015). Après avoir atteint un pic à plus de 44 Mtep au début des années 2000, elle a baissé nettement lors de la crise de 2008 et se maintient depuis 2012 sous les 40 Mtep. L'amélioration des performances énergétiques des moteurs favorise la tendance à la baisse de la consommation, alors que le trafic progresse. Le rééquilibrage progressif depuis 2013 du marché des véhicules neufs vers l'essence commence à être perceptible dans la structure de consommation des carburants routiers : les ventes de gazole (y compris biodiesel) diminuant légèrement (- 0,1 %) tandis que celles de supercarburants (y compris bioessence) progressent (+ 3 %). En particulier, l'essor du super sans plomb 95-E10, qui se substitue progressivement au super sans plomb 95 standard (dont la part de biocarburants incorporés est plus faible), s'accélère en 2016 (+ 10 %, contre + 6 % l'année précédente). La consommation de carburateurs pour le trafic aérien intérieur augmente quant à elle d'un peu plus de 1 % (figures 4.3.2 et 4.3.3).

Les consommations des secteurs résidentiel et tertiaire – principalement du fioul domestique et, dans une moindre mesure, du GPL pour le chauffage – reculent respectivement de 9,8 % (à 5,7 Mtep) et 2,3 % (à 2,8 Mtep) en 2016. À climat constant, la baisse atteint 14 % dans le résidentiel et 5,6 % dans le tertiaire. Ce recul confirme la tendance baissière de long terme observée depuis les années 1970, le fioul étant peu à peu délaissé pour d'autres modes de chauffage. L'ampleur de la baisse observée en 2016, notamment dans le résidentiel, pourrait s'expliquer par un niveau de remplissage des cuves particulièrement élevé en début d'année (la consommation de fioul du résidentiel étant assimilée à ses achats dans le présent bilan).

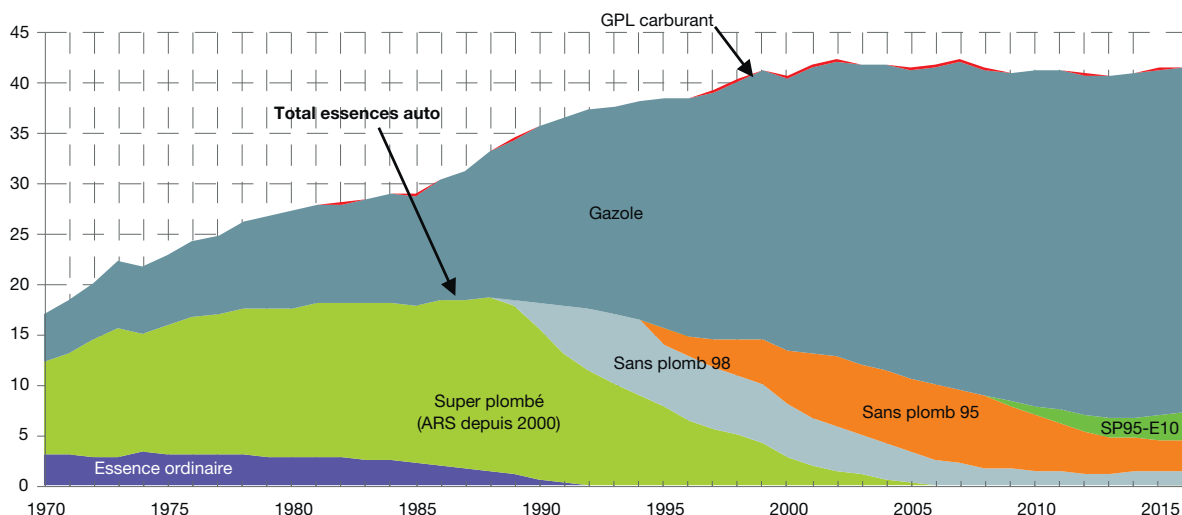
Le secteur de l'agriculture (pêche incluse) consomme principalement du fioul domestique et, depuis son introduction en 2011, du gazole non routier. Sa consommation varie peu depuis plusieurs décennies, autour de 3,5 Mtep. En 2016, elle se replie légèrement pour la troisième année consécutive (- 0,3 % par rapport à 2015).

Les usages non énergétiques de produits pétroliers se concentrent essentiellement dans l'industrie pétrochimique, où des alcènes sont produits par vapocraquage de coupes pétrolières, telles que le naphta ou des alcanes légers, avant d'entrer dans la fabrication de produits synthétiques (matières plastiques, cosmétiques, etc.). Alors qu'elle oscillait entre 12,4 et 13 Mtep depuis le début de la décennie, loin toutefois de son niveau d'avant-crise (16,2 Mtep en 2007), la consommation finale non énergétique de produits pétroliers se replie de 4,2 % en 2016, à 11,9 Mtep. Cette baisse s'explique principalement par la fermeture du vapocraqueur de Carling-Saint-Avoid en fin d'année 2015. La consommation finale non énergétique de produits pétroliers atteint ainsi son plus bas niveau depuis 1993.

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France métropolitaine

Figure 4.3.2 : consommation totale de carburants routiers (biocarburants inclus)

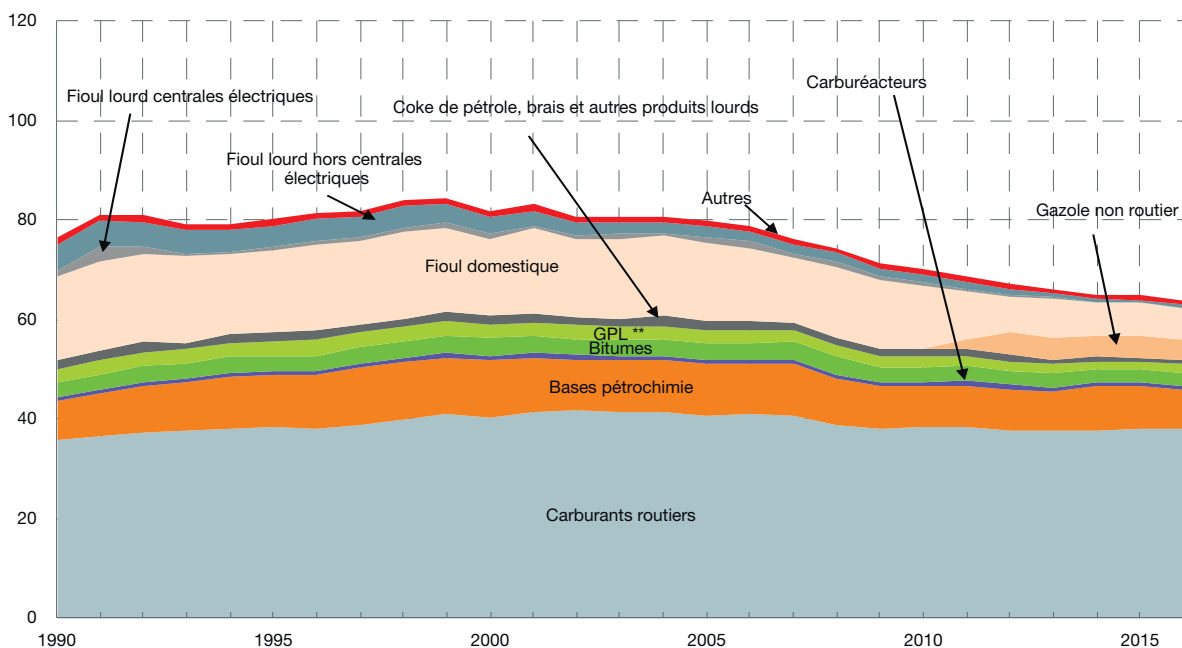
En millions de tonnes (données réelles)



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

Figure 4.3.3 : consommation totale* de produits pétroliers raffinés par type de produits (hors biocarburants)

En millions de tonnes (données réelles)



* Hors routes internationales maritimes et aériennes, hors consommations des armées et autres usages non spécifiés.
 ** Gaz de pétrole liquéfié (Butane, Propane), hors GPL carburant (GPLc, inclus dans les carburants routiers) et pétrochimie.
 Autres : lubrifiants, paraffines et cires, white-spirit, pétrole lampant, essence aviation, essences spéciales, gaz incondensables.
 Source : calculs SDES, d'après Comité professionnel du pétrole (CPDP) et Douanes

4.4 Hausse de la consommation de gaz naturel pour la deuxième année consécutive, en raison des conditions climatiques et de la relance des centrales à gaz

La consommation totale de gaz naturel progresse nettement en 2016 (+ 9,3 %), pour un total de 495 TWh (en pouvoir calorifique supérieur). Cette hausse prolonge le rebond déjà observé l'année précédente et s'explique principalement par les conditions climatiques, les températures ayant été moins douces en 2016 qu'en 2015. Corrigée des variations climatiques, la consommation totale de gaz naturel progresse plus modérément, de 3,4 % sur un an. Nette des pertes de transport et de distribution (cf. 3.3), elle s'élève à 489 TWh (figure 4.4.1).

La branche énergie représente environ 20 % de la consommation (hors pertes) de gaz naturel en 2016 (99 TWh). La majeure partie, 84 TWh, correspond à l'utilisation de gaz naturel comme combustible pour produire de l'électricité et, dans une moindre mesure, de la chaleur (les 15 TWh restants correspondant pour l'essentiel à la consommation de gaz naturel des raffineries, en baisse de 9 % en 2016). À climat constant, si la consommation des centrales calogènes (9 TWh) et des centrales par cogénération (29 TWh) progresse modérément en 2016 (de 1,7 % et de 0,8 % respectivement), celle des centrales produisant uniquement de l'électricité a quasiment doublé en un an et quadruplé en deux ans. Elle s'établit en effet à 46 TWh en 2016, contre 24 TWh en 2015 et 12 TWh en 2014. Cette forte hausse s'explique par la relance des centrales à cycle combiné au gaz (CCCG), qui allient 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 (cf. 3.4.1).

La consommation finale énergétique de gaz naturel croît pour la deuxième année consécutive, de 4,8 % en 2016, à

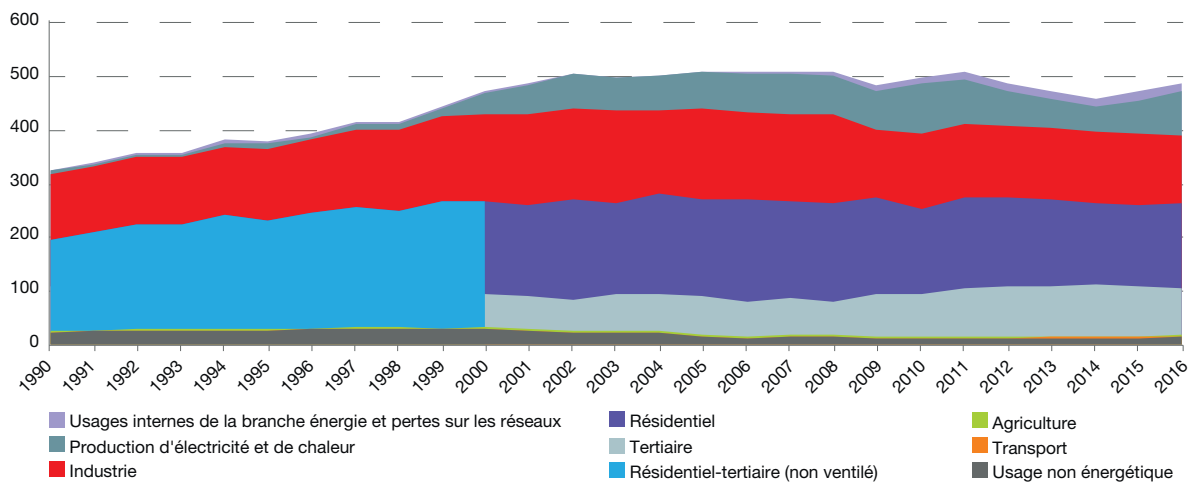
376 TWh. Corrigée des variations climatiques, elle recule de 1,2 % sur un an, prolongeant la tendance baissière de ces dernières années (- 1,3 % en moyenne chaque année entre 2011 et 2015). Le résidentiel représente 41 % de la consommation finale énergétique de gaz naturel, devant l'industrie (34 %) et le tertiaire (24 %), le poids du secteur agricole et du transport demeurant marginal (respectivement 0,7 % et 0,2 %). À climat réel, l'augmentation de la consommation de gaz naturel concerne aussi bien le résidentiel (156 TWh, + 10,9 %) que le tertiaire (89 TWh, + 4,9 %), tandis que celle de l'industrie recule (127 TWh, - 1,9 %). À climat constant, la hausse dans le résidentiel est plus modérée (+ 2,2 %). En revanche, le tertiaire et l'industrie se replient respectivement de 3,3 % et 3,7 %. Dans l'agriculture, bien que relativement faible, la consommation de gaz naturel progresse de 7,6 % et atteint un peu moins de 3 TWh. Enfin, l'utilisation du gaz naturel dans les transports progresse en 2016 de 2,9 %, à près de 1 TWh. Cette tendance haussière se poursuit depuis le début des années 2000. L'utilisation du gaz naturel concerne principalement les véhicules de flottes captives, principalement des autobus, des bennes à ordures et des véhicules utilitaires.

Les utilisations non énergétiques du gaz naturel augmentent quant à elles légèrement en 2016, de 0,6 %, à plus de 14 TWh, prolongeant la tendance à la hausse observée depuis 2012. Le gaz naturel est utilisé principalement comme matière première pour la fabrication d'hydrogène et d'ammoniac, dont le secteur de la fabrication d'engrais est le principal consommateur.

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France métropolitaine

Figure 4.4.1 : consommation totale (hors pertes) de gaz naturel par secteur

En TWh PCS (données corrigées des variations climatiques)



Sources : enquête annuelle sur les statistiques gazières (SDES), enquête annuelle sur la production d'électricité (SDES), enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie (Insee)

4.5 La consommation d'énergies issues de sources renouvelables et de la valorisation de déchets poursuit sa progression

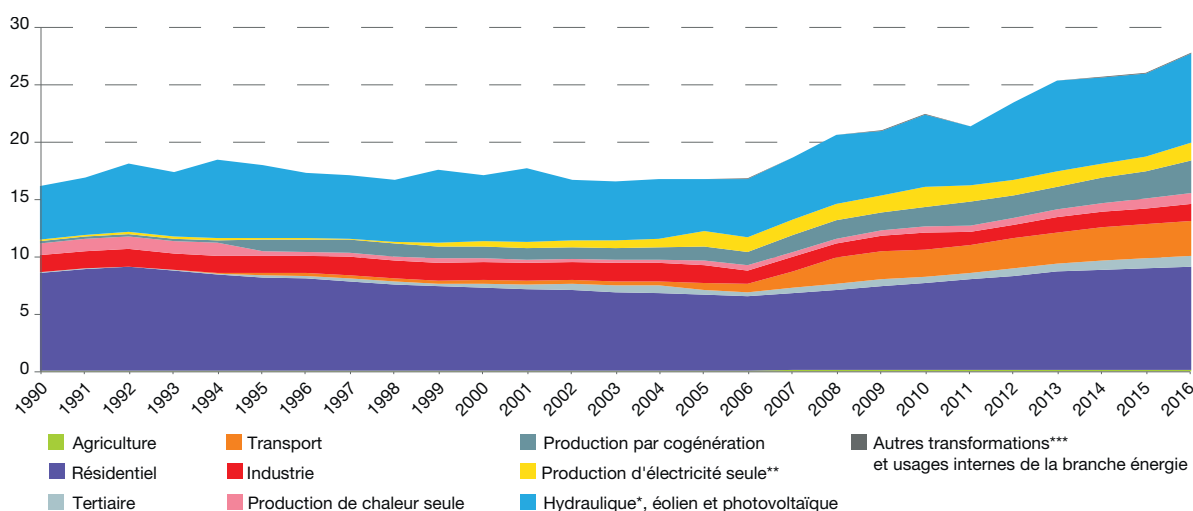
La consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets s'établit à 27,8 Mtep en 2016. Elle se répartit en 7,8 Mtep d'énergie hydraulique, éolienne et photovoltaïque convertie en électricité, environ 5,4 Mtep de combustibles (principalement de la biomasse et des déchets) brûlés pour produire de l'électricité ou de la chaleur destinée à être commercialisée et enfin 14,6 Mtep consommés directement par les utilisateurs finaux.

Tous usages confondus, la consommation d'énergies renouvelables et de déchets progresse de 10,3 % sur un an. Si cette hausse s'explique en partie par le rebond de la filière hydraulique (cf. 2.2.3) et les températures moins douces en 2016 qu'en 2015, elle reflète également la poursuite de l'essor

des énergies renouvelables. En progression régulière depuis une dizaine d'années, la consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets augmente ainsi de 7 % sur un an à climat constant (de 6,3 % si l'on exclut l'hydraulique, dont les fluctuations, fortement dépendantes de la pluviométrie, ne sont pas corrigées dans le présent bilan) (figure 4.5.1). Toujours à climat constant, la consommation de biomasse et de déchets pour la production d'électricité et de chaleur augmente nettement (+ 19 %), avec la mise en service de plusieurs nouvelles installations de cogénération, tandis que la consommation finale progresse plus modérément (+ 2,8 %).

Figure 4.5.1 : consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets par secteur

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* Y compris énergies marines.

** Hors hydraulique, éolien, photovoltaïque, énergies marines.

*** Correspondent aux injections de biométhane dans les réseaux de gaz naturel (cf. 3.3).

Note : la consommation de déchets urbains pour la production d'électricité et de chaleur par cogénération n'est pas isolable jusqu'en 1994 et est incluse jusqu'à cette date dans le poste « Production de chaleur seule ».

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

La consommation finale (14,6 Mtep) correspond aux consommations de combustibles et chaleur primaire provenant de sources renouvelables ainsi que de déchets, destinées à tout usage autre que la production électrique et la production de chaleur vendue à des tiers. Le secteur résidentiel en représente à lui seul 62 %, suivi du transport (21 %), de l'industrie (10 %), du tertiaire (6 %) et de l'agriculture (1 %).

Environ 9 Mtep d'énergies renouvelables thermiques ou issues des déchets sont consommées pour le chauffage dans le secteur résidentiel, en forte augmentation sur un an (+ 9,7 %). Corrigée des variations climatiques, la hausse est plus limitée (+ 1,8 %), comparable à celle des deux années précédentes (+ 1,6 % en 2015, + 1,8 % en 2014). Sur ces 9 Mtep, 77 % correspondent à de l'énergie issue de la combustion de bois, 22 % à celle tirée des pompes à chaleur et 1 % à celle captée par les panneaux solaires installés chez les particuliers. Le nombre de logements équipés d'appareils de chauffage au bois a augmenté, passant de 5,6 millions en 2006 à près de 7 millions en 2013. Les ventes d'appareils de chauffage au bois, qui avaient atteint un pic cette année-là, ont toutefois diminué d'un tiers en l'espace de trois ans. Les pompes à chaleur, en particulier celles aérothermiques, qui nécessitent un moindre investissement, continuent de se développer dans le résidentiel.

La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques ou issue des déchets par le secteur tertiaire demeure modeste, à 0,9 Mtep en 2016. Elle progresse légèrement sur un an, de 0,6 % à climat constant (de 5,2 % en données réelles). La production de ces 0,9 Mtep, utilisés pour le chauffage, se répartit entre les filières biomasse solide (36 %), incinération de déchets (27 %), pompes à chaleur (24 %), biogaz (10 %), géothermie (2 %) et solaire thermique (1 %).

La consommation finale dans l'industrie – à 95 % de la biomasse solide – s'élève quant à elle à 1,5 Mtep en 2016, contre un peu moins de 1,4 Mtep l'année précédente. L'industrie du papier-carton reste notamment fortement consommatrice de biomasse (0,7 Mtep), en particulier de la liqueur noire, résidu issu de la fabrication du papier kraft et constituant une source d'énergie facilement mobilisable et peu onéreuse.

La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques dans les transports progresse de 3,1 % en 2016, à 3,0 Mtep. Cette hausse est essentiellement soutenue par celle des ventes de bioéthanol (+ 5,3 %), dont le taux d'incorporation à l'essence augmente. Les ventes de biodiésel, incorporé au gazole, progressent quant à elles plus modérément, de 2,7 %.

4.6 Une consommation d'électricité en hausse pour la deuxième année consécutive

Après avoir atteint un creux en 2014, la consommation totale d'électricité - nette des pertes de transport et de distribution et de l'électricité absorbée par le pompage - progresse de 1,9 % en 2015, puis de 1,8 % en 2016. Elle s'élève à 448 TWh en 2016 et retrouve ainsi un niveau proche de celui de 2012 (figure 4.6.1). À climat constant, la consommation totale d'électricité est quasiment stable entre 2015 et 2016 (-0,1 %) mais a baissé de 0,8 % depuis 2012.

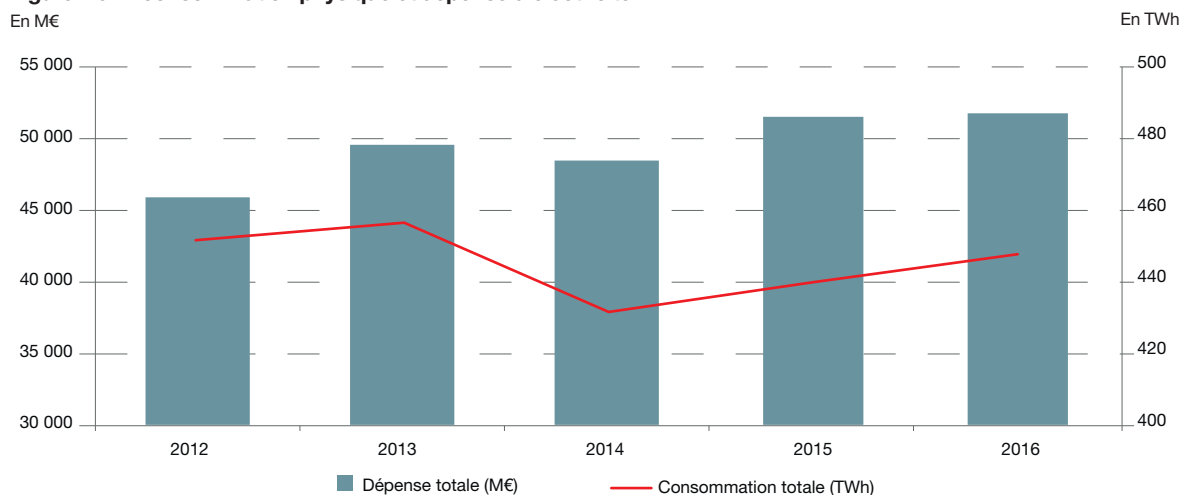
La dépense d'électricité s'élève, quant à elle, à 52 Md€ en 2016. Après avoir progressé de 4 % par an en moyenne entre 2012 et 2015, celle-ci n'augmente que de 0,4 % en 2016, en raison de la baisse des prix de l'électricité pour la première fois depuis le début de la décennie (cf. 1.5.2).

Au-delà des pertes sur le réseau (37 TWh) et de l'électricité

utilisée pour le pompage (7 TWh), la branche produisant de l'électricité est elle-même consommatrice d'électricité à hauteur d'environ 2 TWh, représentant un coût de 161 M€ (figure 4.6.2). Cette consommation a fortement baissé entre 2011 et 2012, en raison de l'adoption d'un procédé d'enrichissement d'uranium beaucoup moins consommateur d'électricité que celui utilisé jusque-là, et s'est stabilisée depuis 2013.

Environ 4 TWh d'électricité ont été consommés en 2016 à des fins de transformation d'énergie (hors production d'électricité), notamment pour le raffinage (figure 4.6.3). La dépense correspondante s'élève à 386 M€. Quantités consommées et dépense associée progressent toutes deux de 6 % sur un an.

Figure 4.6.1 : consommation physique et dépense d'électricité



Note : la consommation présentée sur ce graphique diffère légèrement de la somme des consommations des différentes branches présentées dans la suite du document, car elle intègre un écart statistique.

Source : calculs SDES

Figure 4.6.2 : consommation de la branche électricité

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Branche électricité	4	262	2	158	2	161	2	161	2	161

Source : calculs SDES

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France métropolitaine

Figure 4.6.3 : consommation de la branche énergie hors électricité

	2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Branche énergie hors électricité	5	373	4	365	4	367	4	363	4	386

Source : calculs SDES

La consommation finale d'électricité progresse de 1,8 % en 2016, à 442 TWh, pour une dépense de 51,4 Md€ (figure 4.6.4). Corrigée des variations climatiques, elle diminue légèrement en 2016, de 0,2 % (figure 4.6.5). À climat constant, la consommation finale est relativement stable depuis 2012, se maintenant entre 442 et 443 TWh chaque année (excepté en 2014), signe d'un ralentissement progressif de la demande. Les effets de la maîtrise de la consommation et de la tertiarisation de l'économie compensent ainsi ceux liés à la croissance du PIB, des surfaces de logements et de certains usages de l'électricité (en substitution ou non à d'autres formes d'énergie).

Le résidentiel représente 36 % de la consommation finale physique, devant le tertiaire (33 %), l'industrie (26 %), le transport (2 %) et l'agriculture (2 %). Comme le prix de l'électricité pour les ménages, tenant compte de coûts d'acheminement et de commercialisation différents, est en moyenne supérieur au prix payé par les entreprises, le résidentiel pèse encore davantage dans la dépense (51 %). À l'inverse, l'industrie, bénéficiant des prix les plus bas, ne représente que 15 % de cette dernière. Les entreprises tertiaires, dont les prix sont proches de la moyenne des consommateurs, acquittent 30 % de la dépense.

La consommation des secteurs résidentiel et tertiaire (respectivement 159 TWh et 146 TWh en 2016) dépend à court terme essentiellement du climat. Ainsi, la baisse des températures en 2016, relativement à 2015, a entraîné une hausse pour la deuxième année consécutive de la consommation (+ 4,7 % dans le résidentiel, + 0,1 % dans le tertiaire), après une chute en 2014, année exceptionnellement douce. Corrigée des variations climatiques, la consommation d'électricité du secteur résidentiel n'augmente que de 0,5 % tandis que celle du tertiaire se replie de 0,9 %. À plus long terme, l'intensité du recours à l'électricité de ces secteurs dépend aussi des surfaces chauffées, du plus ou moins grand recours à l'électricité comme énergie de chauffage et de l'efficacité thermique des bâtiments. L'industrie utilise quant à elle de moins en moins d'électricité depuis plusieurs années en raison, d'une part, de l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés et, d'autre part, d'un poids déclinant dans l'économie française. À 117 TWh, elle progresse légèrement à climat réel (+ 0,4 %), mais demeure quasiment stable à climat constant (- 0,1 %). Les consommations d'électricité de l'agriculture (9 TWh) et des transports (11 TWh) sont assez stables depuis 2012.

Figure 4.6.4 : consommation finale d'électricité

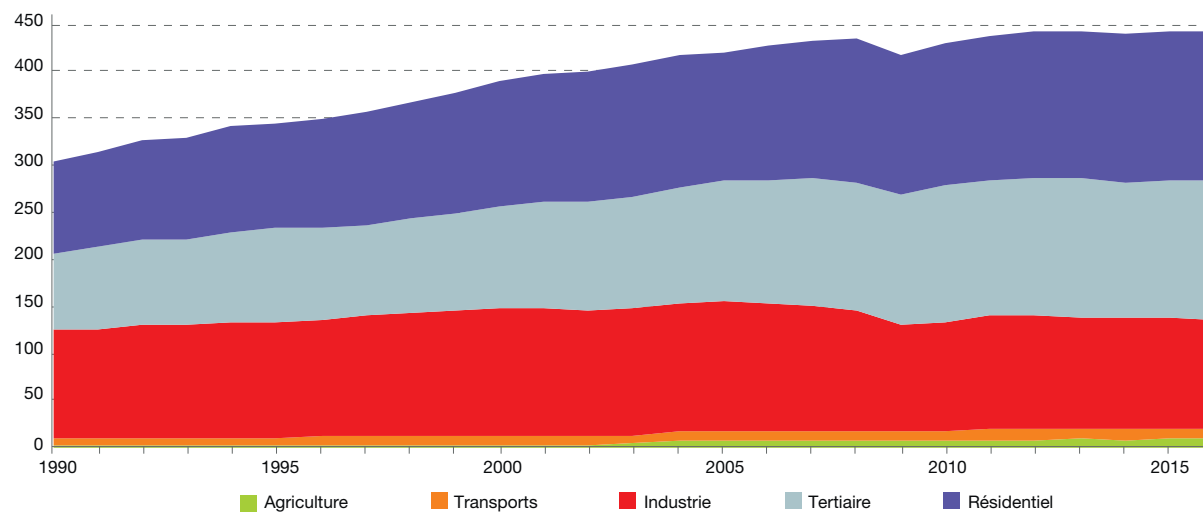
	2012		2013		2014		2015		2016	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Agriculture	8	734	9	773	8	818	9	919	9	933
Industrie	120	8 079	119	8 324	117	8 315	116	8 288	117	7 706
Transport	11	902	11	921	11	899	11	914	11	935
Tertiaire	148	14 385	149	15 291	142	15 226	146	16 326	146	15 523
Résidentiel	155	21 453	163	23 924	146	22 922	152	24 735	159	26 264
Total	443	45 554	450	49 233	424	48 180	435	51 182	442	51 361

Source : calculs SDES

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France métropolitaine

Figure 4.6.5 : évolution de la consommation finale d'électricité

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



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

4.7 La consommation de chaleur commercialisée augmente nettement en 2016

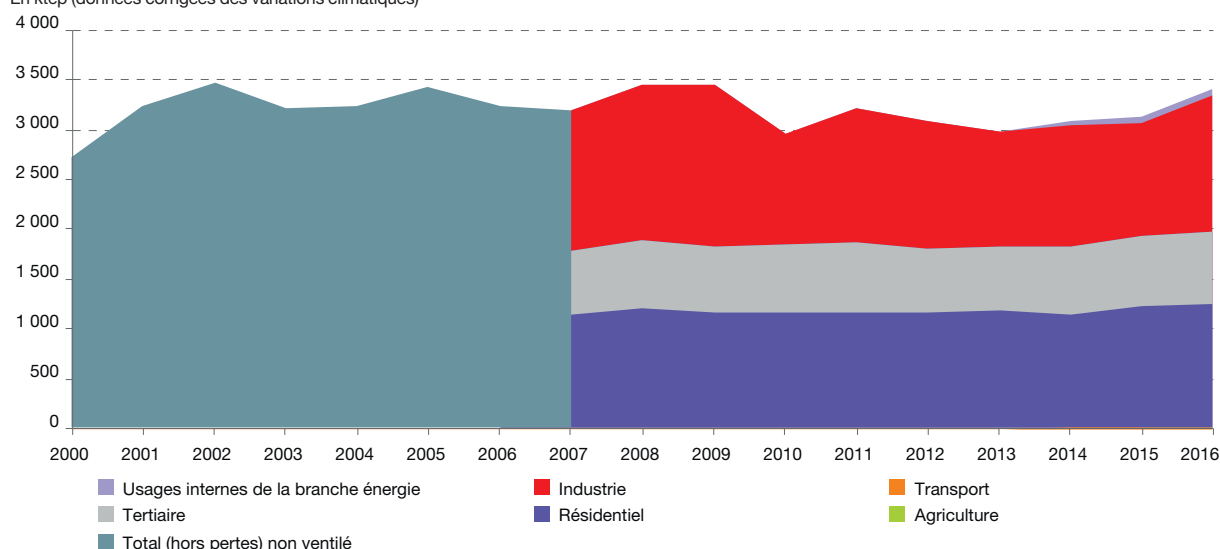
La consommation (hors pertes) de chaleur commercialisée s'élève à 3,4 Mtep en 2016. Le secteur industriel représente 40 % des achats de chaleur, le résidentiel 36 % et le tertiaire 22 %, les 2 % restants se répartissant sur les autres secteurs (principalement celui de l'énergie) (figure 4.7.1).

La consommation de chaleur progresse globalement de 13 % sur un an. Cette hausse s'explique, en partie seulement, par l'augmentation des besoins de chauffage, du fait de températures moins douces en moyenne en 2016 qu'en 2015. Corrigée des variations climatiques, la hausse est ainsi

atténuée, mais demeure soutenue (+ 9 %), principalement portée par la forte progression des ventes de chaleur cogénérée aux industriels. Les livraisons aux secteurs résidentiel et tertiaire (corrigées des variations climatiques) augmentent plus modérément (de 2 % et 5 % respectivement), mais atteignent toutefois des niveaux inédits, reflet du développement du chauffage urbain en France. Ces deux secteurs consommateurs concentrent en effet à eux deux plus de 90 % des livraisons des réseaux de chaleur.

Figure 4.7.1 : consommation totale de chaleur commercialisée (nette des pertes de distribution)

En ktep (données corrigées des variations climatiques)



Note : la ventilation sectorielle de la consommation n'est disponible qu'à partir de 2007.

Source : SDES, enquête annuelle sur la production d'électricité et enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

partie 5

La consommation d'énergie par secteur et usage en France métropolitaine

— La consommation finale d'énergie progresse de 0,8 % en 2016, notamment en raison de températures moins douces qu'en 2015. Corrigée des variations climatiques, elle diminue de 1,1 %. Tant les usages énergétiques (140 Mtep) que non énergétiques (13,3 Mtep) sont concernés par cette baisse. Si la consommation dans le résidentiel, le tertiaire et l'industrie recule (à climat constant), celle des transports, qui demeurent le principal usage d'énergie, se stabilise après deux années de hausse. La consommation d'énergie dans l'agriculture est stable.



5.1 Recul de la consommation finale d'énergie corrigée des variations climatiques

La consommation finale d'énergie réelle augmente de 0,8 % en 2016, pour atteindre 153,4 Mtep. Cette hausse s'explique par le climat, moins doux qu'en 2015. Corrigée des variations climatiques, la consommation finale d'énergie diminue pour la cinquième année consécutive. La baisse, de 1,0 %, est la plus forte depuis 2011.

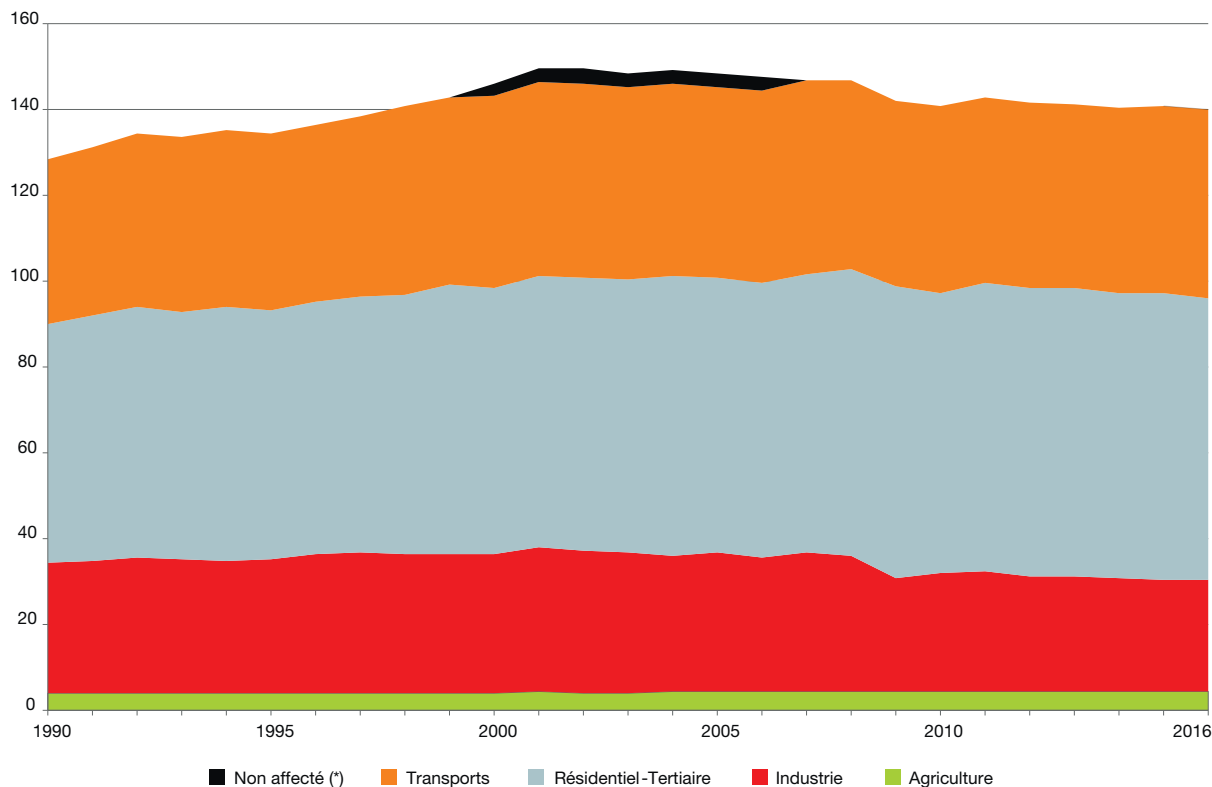
La consommation finale à usage énergétique, corrigée des variations climatiques, recule de 0,8 %, pour s'établir à 140,0 Mtep. La diminution la plus forte est enregistrée dans le secteur tertiaire (- 2 %), devant le résidentiel (- 1,0 %) et

l'industrie (- 0,9 %). Dans les transports, qui demeurent le principal usage de l'énergie, la consommation reste stable, après deux années de hausse. Seule la consommation du secteur agricole progresse légèrement (+ 0,4 %).

La consommation non énergétique recule de 3,7 % en 2016, en raison notamment du repli des consommations de naphta, intrant majoritaire des usines pétrochimiques dont l'un des sept vapocraqueurs a cessé son activité fin 2015. Elle retrouve son niveau de 1990 (13,3 Mtep).

Figure 5.1 : évolution de la consommation finale énergétique par secteur

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* La répartition de la chaleur par secteur consommateur n'est pas disponible entre 2000 et 2006.

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

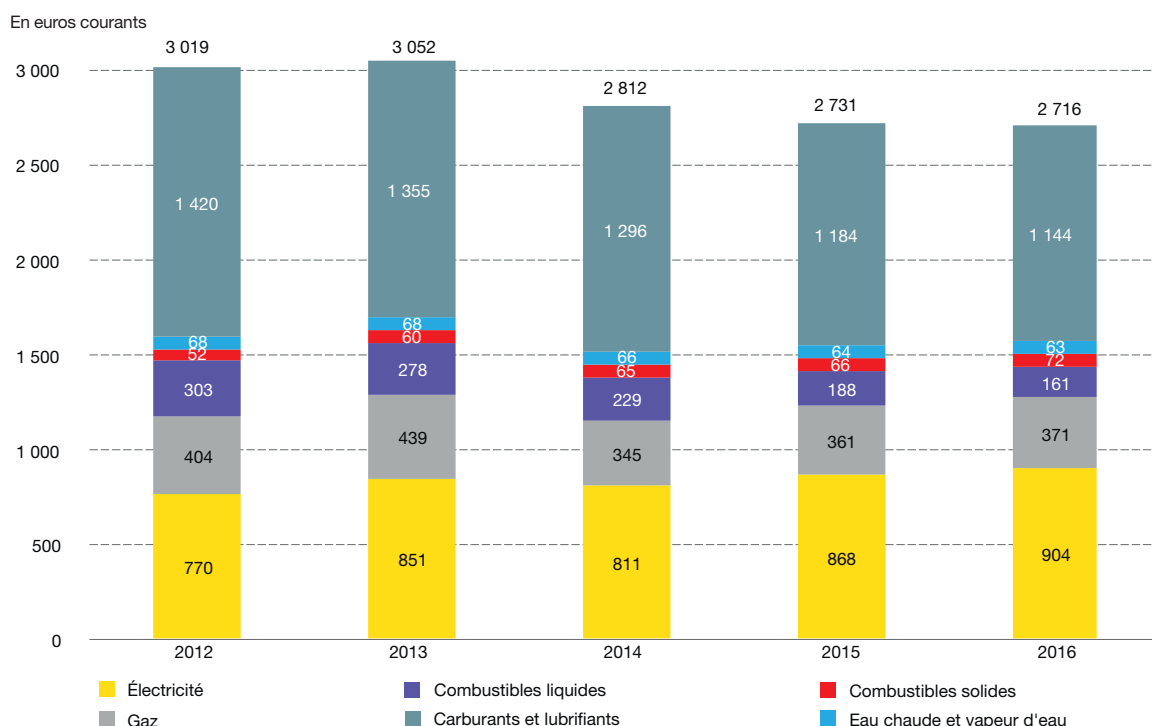
5.2 Dépense énergétique des ménages : baisse de celle en carburants mais hausse de celle liée au logement

La dépense courante d'énergie d'un ménage représente en moyenne 2 716 € en 2016, dont 1 571 € liés à l'énergie dans le logement et 1 144 € imputables aux achats de carburants et de lubrifiants. Cette facture totale est quasiment stable (- 0,6 %), après deux années successives de baisse (- 2,8 % en 2015 et - 8,5 % en 2014). En effet, la hausse des dépenses d'énergie domestique (+ 1,5 %) est à peine compensée par la baisse de celle de carburants et lubrifiants (- 3,3 %).

L'augmentation des dépenses d'énergie pour le logement en 2016 est imputable à la hausse de la consommation d'énergie résidentielle (cf. 5.3), elle-même liée au climat.

La légère baisse des prix moyens de l'énergie domestique (cf. 1.1) n'a pas suffi à compenser cette augmentation. Les combustibles solides affichent la plus forte hausse (+ 8,7 %), mais leur poids dans la dépense d'énergie reste modeste (5 %). La dépense d'électricité augmente de 5,3 %, du fait de la hausse de la consommation et, dans une moindre mesure, de celle du prix de l'électricité. Celle de gaz progresse de 2,7 %, malgré une baisse importante de son prix. La dépense de combustibles liquides chute de 14,3 %, en raison à la fois de la baisse des prix et de celle de la consommation. Enfin, celle d'eau chaude et de vapeur d'eau diminue de 2,0 %.

Figure 5.2.1 : dépense en énergie par ménage, entre 2012 et 2016



Champ : ménages français (DOM compris, TOM exclus).

Sources : Insee, Comptes nationaux ; SDES, Comptes de l'énergie et Comptes du logement 2016

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur et usage en France métropolitaine

La baisse de la dépense de carburants s'explique par la diminution de leur prix (cf. 1.3), qui fait plus que compenser la hausse de volume de consommation. Celui-ci croît de

1,3 % en 2016, après avoir déjà augmenté de 0,9 % en 2015, semblant confirmer la fin de la baisse régulière observée depuis le début des années 1990.

Figure 5.2.2 : dépense en énergie par ménage déflatée par le prix de l'énergie

En euros 2010

	1970	1990	2000	2010	2014	2015	2016
Électricité, gaz et autres combustibles	1 411	1 386	1 404	1 460	1 213	1 240	1 265
Carburant	1 382	1 813	1 577	1 246	1 155	1 165	1 179
Total énergie	2 793	3 199	2 981	2 706	2 368	2 405	2 444

Note : en 2010, un ménage français a dépensé en moyenne 2 706 euros pour son énergie. Si les prix de l'énergie étaient restés constants entre 2010 et 2016, il aurait dépensé 2 444 euros en 2016, soit une diminution en volume.

Champ : ménages français (DOM compris, TOM exclus).

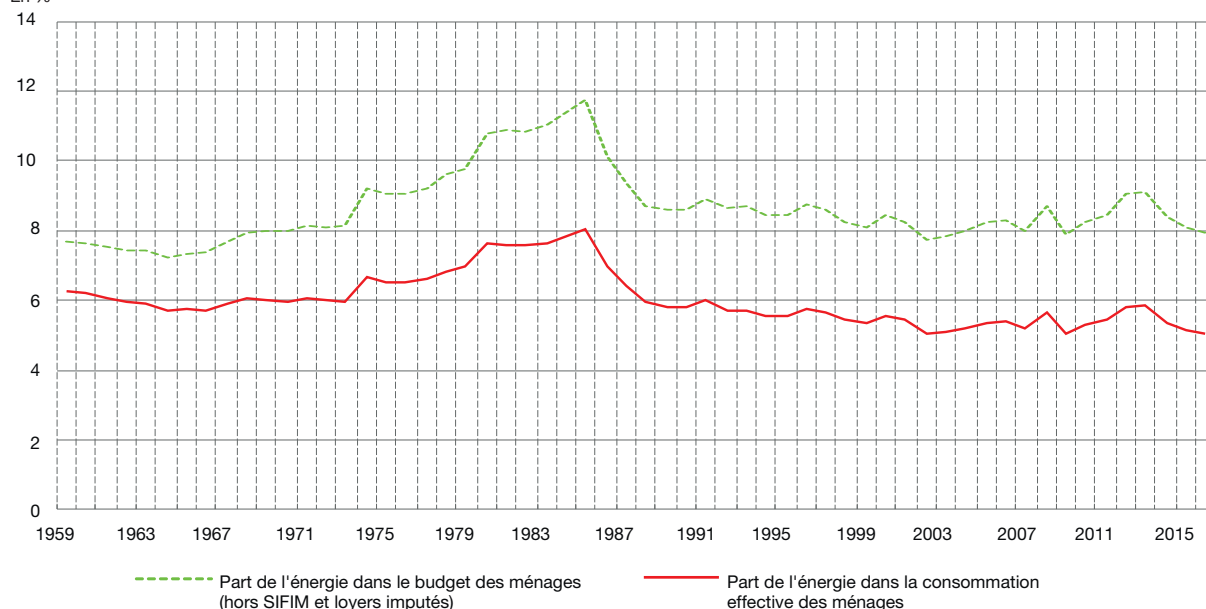
Sources : Insee, Comptes nationaux base 2010 ; SDES, Comptes de l'énergie et Comptes du logement 2016

Au total, en 2016, les ménages français consacrent 79,5 milliards d'euros à leurs achats d'énergie, soit 7,9 % de leurs dépenses réelles, hors loyers imputés et services d'intermédiation financière indirectement mesurés (Sifim). Cette proportion diminue de 1,2 point par rapport à 2013.

Ces dépenses représentent également 5,1 % de la consommation effective des ménages, proportion en baisse pour la troisième année consécutive et proche de son plus bas niveau atteint en 2009.

Figure 5.2.3 : part de l'énergie dans le budget des ménages

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.

Le budget des ménages est calculé comme les dépenses des ménages au sens de la Comptabilité nationale, hors loyers imputés et services d'intermédiation financière indirectement mesurés (Sifim).

La consommation effective intègre ces deux éléments, ainsi que 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 de santé, d'enseignement, d'action sociale.

Le budget est proche de ce que déboursent les ménages pour leur consommation courante, tandis que la consommation effective approche de ce dont ils bénéficient, y compris ce qui est payé par l'ensemble de la collectivité.

Champ : ménages français (DOM compris, TOM exclus).

Sources : Insee, Comptes nationaux ; SDES, Comptes de l'énergie et Comptes du logement 2016

5.3 Résidentiel : évolutions contrastées suivant les formes d'énergie

En 2016, la consommation énergétique réelle du secteur résidentiel, liée pour une part importante aux besoins de chauffage, bondit de 5,1 % en raison du climat moins doux qu'en 2015. Elle s'établit à 40,3 Mtep. Corrigée des variations climatiques, elle baisse en revanche de 1,0 %, après avoir été globalement stable entre 2007 et 2015.

La diminution de la consommation corrigée en 2016 est intégralement portée par les produits pétroliers, dont le niveau passe de 6,7 Mtep en 2015 à 5,7 Mtep en 2016, soit une baisse de 14,0 %. Celle-ci s'inscrit certes dans une tendance de déclin de cette énergie (- 4,1 % de variation annuelle moyenne entre 2001 et 2016), mais son ampleur exceptionnelle résulte probablement d'un niveau particulièrement élevé de remplissage des cuves de fioul des particuliers fin 2015 (la consommation de produits pétroliers des ménages étant assimilée à leurs achats dans le présent bilan). Un rebond ou, a minima, une baisse inférieure à la tendance des dernières années, pourrait donc être attendu en 2017.

La consommation des autres énergies progresse. Celle d'électricité (13,7 Mtep en 2016) augmente de 0,5 % en 2016. Cela confirme néanmoins une tendance au ralentissement de la consommation de cette forme d'énergie, qui avait crû en moyenne annuelle de 0,9 % entre 2010 et 2015, de 1,4 % pendant les années 2000 et de 2,9 % dans les années 1990. Sur les dernières années, cet infléchissement pourrait être lié notamment à des

gains d'efficacité énergétique dans les logements existants, ainsi qu'aux effets de la réglementation thermique 2012, moins favorable que les précédentes à l'utilisation d'électricité pour le chauffage des logements neufs.

La consommation de gaz naturel, passée de 11,8 Mtep à 12,0 Mtep, augmente pour la deuxième année consécutive (+ 2,2 %, après + 0,3 % en 2015). Cette hausse, qui rompt avec une tendance globalement à la baisse depuis le début des années 2000, pourrait être en partie liée à la forte baisse du prix du gaz pour les particuliers (cf. partie 1).

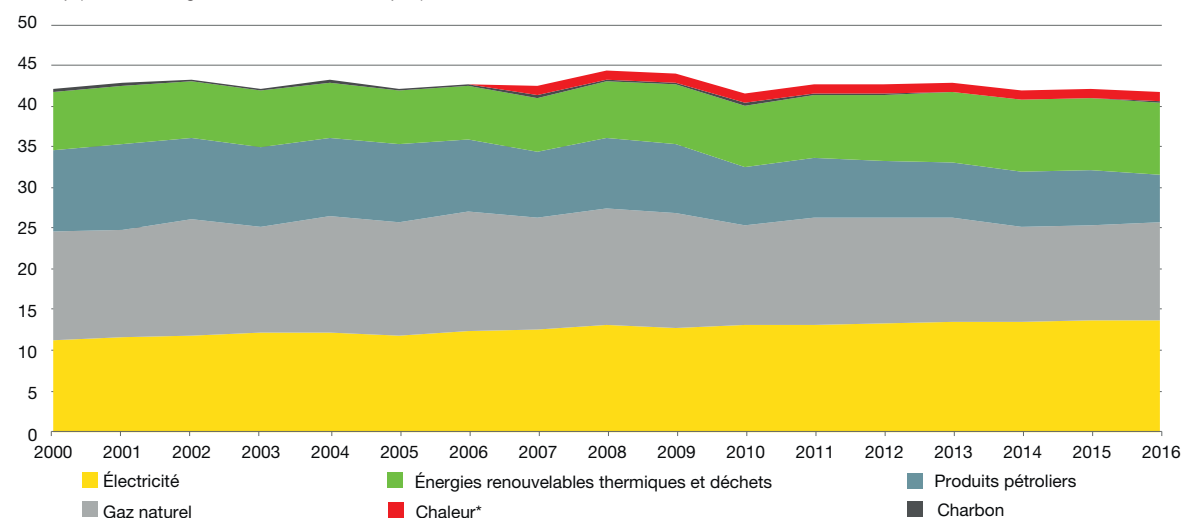
Les énergies renouvelables thermiques et déchets continuent d'augmenter, passant de 8,8 à 9,0 Mtep en 2016 (+ 1,8 %). Cette évolution est presque identique à celle des trois dernières années (+ 1,7 % en moyenne entre 2013 et 2016). Elle confirme un ralentissement par rapport à la forte augmentation observée entre 2006 et 2013 (+ 4,1 % en moyenne), qui avait elle-même succédé à un déclin continu entre 1992 et 2006.

La consommation de chaleur, livrée via des réseaux, augmente de 1,7 % en 2016, pour atteindre 1,2 Mtep.

En 2016, l'électricité est la première forme d'énergie utilisée dans le résidentiel, avec 34 % du total, suivie par le gaz naturel (30 %), les énergies renouvelables (22 %) et les produits pétroliers (14 %).

Figure 5.3.1 : consommation finale d'énergie dans le secteur résidentiel

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* Données disponibles à partir de 2007 uniquement.

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

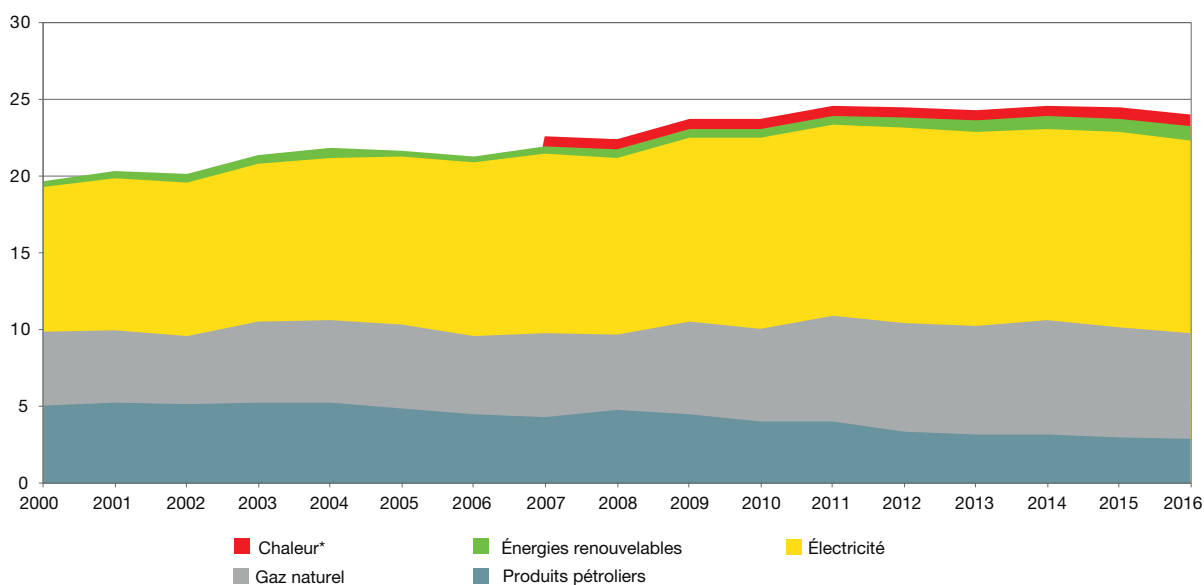
5.4 Tertiaire : baisse sensible de la consommation à climat constant

En 2016, la consommation énergétique réelle du secteur tertiaire augmente de 1,7 %, pour atteindre 24 Mtep. Corrigée des variations climatiques, elle diminue en revanche de 2,0 %. La confirmation de cette baisse marquerait une inversion de tendance par rapport aux années 2000, décennie au cours de laquelle la

consommation a crû de manière quasi continue avant de se stabiliser depuis 2011. Cette baisse s'explique probablement à la fois par des efforts de maîtrise des consommations dans les bâtiments existants, et par une amélioration des performances thermiques des bâtiments neufs.

Figure 5.4 : consommation finale énergétique du secteur tertiaire

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* Données disponibles à partir de 2007 uniquement

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

La baisse de la consommation corrigée en 2016 est principalement imputable à celle de gaz : celle-ci décroît fortement (- 3,3 %), ce qui avait déjà été le cas en 2015, et semble donc confirmer la rupture avec l'augmentation soutenue observée entre 2000 et 2014. La consommation finale de produits pétroliers continue à se replier en 2016 (- 5,6 %) et participe pour un tiers à la baisse globale de la consommation énergétique du secteur. La tendance de long

terme de déclin régulier des produits pétroliers depuis la fin des années 1970 semble donc s'accélérer. La consommation électrique, quant à elle, diminue plus légèrement (- 0,9 %) et reste majoritaire dans le bouquet énergétique tertiaire (52 %). Les énergies renouvelables continuent à progresser (+ 0,6 %) en 2016, mais plus modestement que ces dernières années. La chaleur vendue via des réseaux croît plus fortement, de 4,6 %.

5.5 Transports : stabilisation de la consommation

En 2016, la consommation finale énergétique pour des usages de transport est stable par rapport à 2015¹ et atteint 43,8 Mtep. Cette stabilisation suit deux années de hausse (+ 1,5 % entre 2013 et 2015). Sur un plus long terme, après une période de croissance entre 1990 et 2001 (+ 1,5 % en moyenne annuelle), la consommation s'effritait lentement depuis, de 0,3 % par an en moyenne entre 2001 et 2013 (figure 5.5.1).

Cette stabilité de la consommation en 2016 contraste avec la croissance soutenue du trafic, tant du transport de voyageurs (+ 2,3 % en voyageurs-kilomètres), que de marchandises (+ 1,2 % en voyageurs-kilomètres).

Le mode routier représente près de 94 % des consommations énergétiques du secteur des transports en 2016. Cette part est stable depuis dix ans et est supérieure à celle de la route dans le trafic (85 % pour le fret, moins de 90 % pour les voyageurs). Parmi les consommations énergétiques du transport routier, environ 60 % sont destinées au transport de voyageurs et 40 % au transport de marchandises. Le transport aérien domestique représente 2 % des consommations en 2016. En incluant le transport aérien international (soutes aériennes internationales), le transport aérien regroupe 15 % des consommations du transport. Le transport par rail (incluant le ferroviaire, les métros et tramways) représente seulement 2 % des consommations énergétiques du secteur. Cette part est largement inférieure à celle du ferroviaire dans le trafic de voyageurs et de marchandises (figure 5.5.2), reflétant les meilleures performances énergétiques de ce mode par rapport à la route et l'aérien.

Le bouquet énergétique dans le secteur des transports est largement dominé (91 %) par les produits pétroliers, viennent ensuite les biocarburants (7 %) puis l'électricité (2 %) - (figure 5.5.1).

Les carburants issus du pétrole (essence, gazole, GPL carburant, carburateurs, hors biocarburants incorporés) sont destinés en quasi-totalité aux transports routiers et aériens. Malgré une croissance vigoureuse de ces derniers (véhicules particuliers : + 2,7 %, autocars : + 3,1 %, poids lourds : + 2,2 %, trafic aérien domestique : + 3,2 %), les livraisons de ces carburants diminuent de 0,2 % en 2016 et s'établissent à 39,7 Mtep. Depuis la fin des années 2000, la tendance est à une quasi-stabilité de la consommation de produits pétroliers.

Parmi les produits pétroliers, les livraisons de gazole routier (hors biodiesel incorporé) diminuent de 0,5 % ; elles représentent 79 % des livraisons de carburants pétroliers pour le transport domestique en France. Cependant, cette part diminue en 2016, avec une augmentation de 1,5 % des livraisons de supercarburants (hors bioéthanol incorporé). Cette augmentation de la part des essences s'observe depuis 2015 et marque un retournement notable par rapport aux années précédentes, la part des supercarburants dans les livraisons de carburants pétroliers étant passée de 51 % en 1990 à 17 % en 2014. Ce phénomène est lié au reflux de la part du diesel dans le parc. En effet, depuis 2014, la part du diesel dans les immatriculations de voitures neuves (51 % en 2016) est inférieure à celle du diesel dans le parc roulant (environ 65 %).

À 6,7 Mtep (0,8 Mtep pour les vols domestiques plus 5,9 Mtep pour les soutes internationales), les ventes de carburateurs sont en faible baisse de 0,1 %, après une hausse de 4,8 % en 2015. Cette évolution, contrastant avec la hausse du trafic, est possiblement liée à un approvisionnement accru des aéronefs à l'étranger à la suite du mouvement de grève de mai 2016 dans les raffineries. Les livraisons de carburants dans les ports français pour les liaisons maritimes internationales, dites soutes maritimes internationales, sont en baisse de 10,0 %, à 1,5 Mtep.

La consommation de biocarburants incorporés dans les carburants pétroliers est en hausse de 3,1 % en 2016, à 3,0 Mtep. Le biodiesel, en hausse de 2,7 %, représente 85 % des consommations de biocarburants contre 15 % pour le bioéthanol, en hausse de 5,3 %. Les taux effectifs de biocarburants dans les carburants routiers sont ainsi très proches des objectifs d'incorporation (7 % pour l'essence et 7,7 % pour le gazole en 2016).

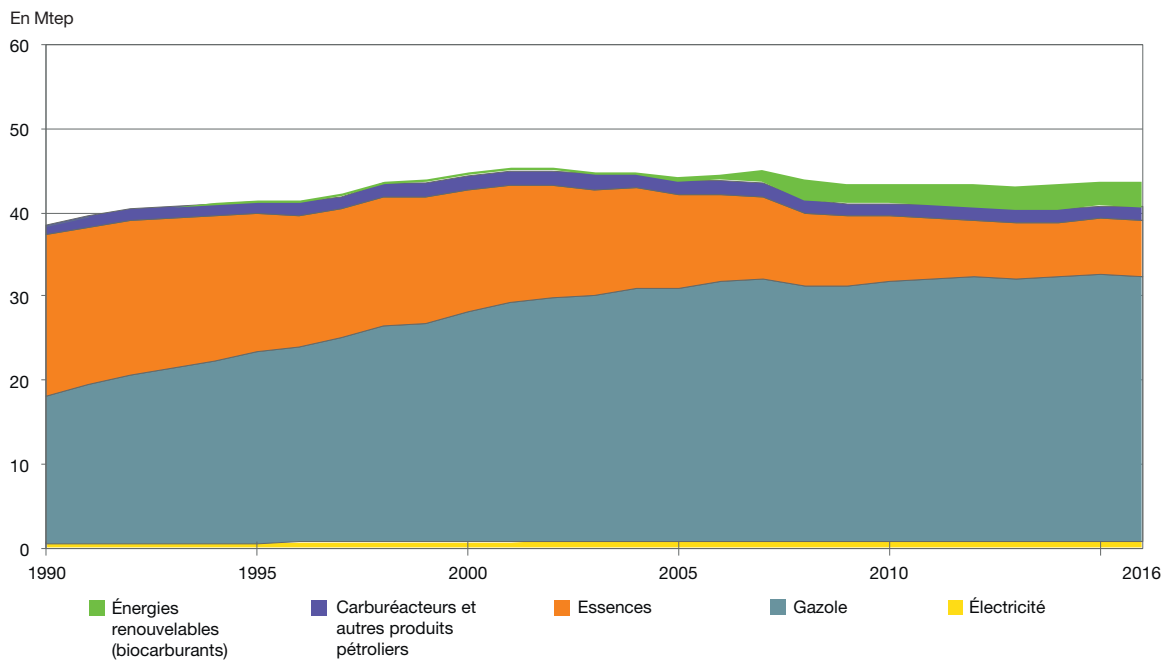
La consommation d'électricité diminue de 1,8 %, à 0,9 Mtep, conséquence de la baisse du trafic ferroviaire à grande vitesse de 1,7 %. Si le parc de véhicules (voitures particulières, utilitaires, bus, deux roues) électriques se développe rapidement en France avec près de 100 000 véhicules fin 2016, la consommation d'électricité correspondante reste négligeable, à un peu plus de 0,01 Mtep en 2016.

La consommation de gaz naturel, énergie utilisée par plus de 3 000 bus, bennes à ordures et poids lourds, augmente de 2,8 % en 2016. À moins de 0,1 Mtep, elle reste cependant très faible comparée aux autres énergies.

¹ Les déplacements pris en compte sont uniquement ceux à l'intérieur du territoire métropolitain et excluent donc les soutes maritimes et aériennes internationales.

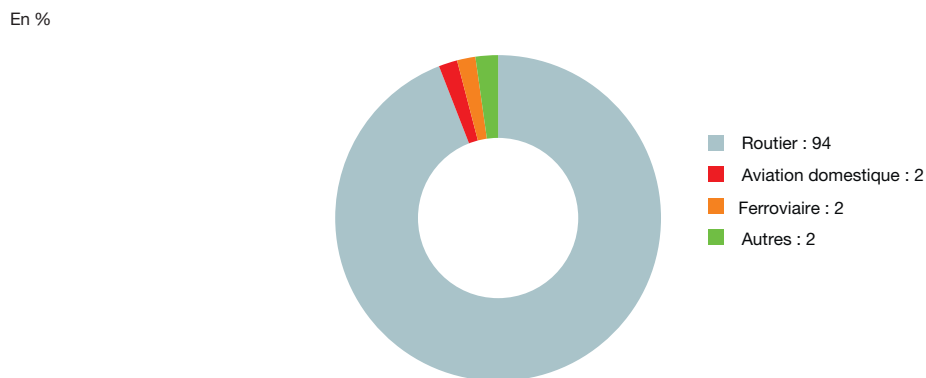
partie 5 : la consommation d'énergie par secteur et usage en France métropolitaine

Figure 5.5.1 : consommation finale énergétique des transports



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

Figure 5.5.2 : part de chaque mode dans la consommation finale énergétique des transports en 2016



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

5.6 Industrie : poursuite de la baisse

Le secteur de l'industrie inclut ici l'industrie manufacturière, y compris agroalimentaire, et la construction. Il exclut en revanche le secteur de la transformation d'énergie, qui comprend notamment les centrales électriques, les cokeries, les raffineries mais aussi, par convention statistique internationale, les hauts-fourneaux (traités en conséquence dans la *partie 3*). Par ailleurs, les usages énergétiques de l'énergie sont à distinguer de ses usages non énergétiques, c'est-à-dire de l'utilisation des molécules comme matière première. Les usages non énergétiques sont traités en détail énergie par énergie dans la *partie 4* du bilan. La grande majorité de ces consommations non énergétiques concerne l'industrie, avec en tête la consommation de produits pétroliers pour la production de plastiques, puis de gaz naturel pour la synthèse d'engrais.

La consommation finale énergétique réelle de l'industrie est stable en 2016, à 26,0 Mtep. À climat constant, elle est en baisse de 0,9 % et atteint son plus bas niveau depuis 1990. Ce recul s'inscrit dans la poursuite de la tendance baissière de ces dernières années, dont l'origine remonte probablement à la crise de 2008-2009. Celle-ci s'était traduite par une chute brutale de la consommation, ensuite atténuée par un rebond entre 2009 et 2011. Auparavant, entre 1990 et 2007, la consommation d'énergie de l'industrie était restée relativement stable.

La baisse de la consommation en 2016 doit être mise en regard de la quasi-stabilité de la production de l'industrie manufacturière (+ 0,1 %), qui confirme son léger redressement après une baisse continue entre 2011 et 2014, et du net rebond de celle de la construction (+ 3,5 %) après une chute en 2015 (- 4,5 %). Ces évolutions reflètent dans l'ensemble la poursuite de gains d'efficacité énergétique au sein de l'industrie à un rythme soutenu.

Le bouquet énergétique final de l'industrie évolue peu depuis la fin des années 2000. En 2015, l'électricité est la première énergie consommée dans l'industrie avec 39 % du mix, à part quasi égale à celle du gaz (38 %). Depuis 2010, la part de l'électricité tend à augmenter légèrement aux dépens du gaz. Les produits pétroliers constituent la troisième forme d'énergie consommée dans l'industrie. Leur part a reculé, passant de 12 % en 2007 à 9 % en 2016. Quant aux énergies renouvelables, leur part a augmenté depuis 2007, passant de 4 % à 6 % en 2016. La chaleur achetée par les industriels représente quant à elle 5 % du mix en 2016. Hors consommation des hauts-fourneaux, le charbon représente moins de 4 % du bouquet énergétique final de l'industrie contre 5 % en 2007.

La baisse de la consommation finale de l'industrie en 2016 est plus ou moins marquée suivant les énergies. Corrigée des variations climatiques, la demande d'électricité est quasi stable en 2016 (- 0,1 %), après une baisse de 1,2 % en 2015. Un repli des consommations dans les secteurs du papier-carton, de la sidérurgie, et des métaux non ferreux (production d'aluminium), dans un contexte de baisse de la production de ces secteurs, est compensé par une hausse des consommations dans l'automobile et la chimie, deux secteurs en croissance en 2016.

À climat constant, la consommation de gaz diminue de 3,7 % en 2016, troisième année de baisse consécutive, après - 0,9 % en 2015. Les secteurs déterminants dans cette baisse sont l'agroalimentaire (dont la production est quasiment stable), le papier et la sidérurgie. La consommation de la chimie, dont l'activité croît de 2 %, est relativement stable.

La consommation de charbon de l'industrie enregistre une forte baisse de 8,9 % en 2016, à moins de 1 Mtep. La consommation des hauts-fourneaux sidérurgiques, exclue de ce total, s'élève à 3,3 Mtep et est également en baisse (- 6,4 %), en raison notamment du repli de la production d'acier par la filière fonte, filière consommant du charbon.

La consommation de produits pétroliers dans l'industrie est en forte baisse à climat constant (- 5,0 % en 2016), poursuivant la tendance observée depuis 20 ans. Une substitution entre énergies en défaveur des produits pétroliers, généralement plus chers et plus polluants, est à l'origine de ce phénomène.

La consommation industrielle d'énergies renouvelables thermiques et de déchets est en hausse de 11,1 % en 2016 par rapport à 2015, à 1,5 Mtep. Sur un plus long terme, la consommation d'énergies renouvelables thermiques est relativement stable depuis 1990. La production de papier et carton en représente près de 60 %. Les énergies renouvelables thermiques, directement consommées dans l'industrie, sont quasi exclusivement constituées de biomasse, notamment du bois, des déchets de bois et de liqueur noire, un sous-produit de la fabrication de la pâte à papier.

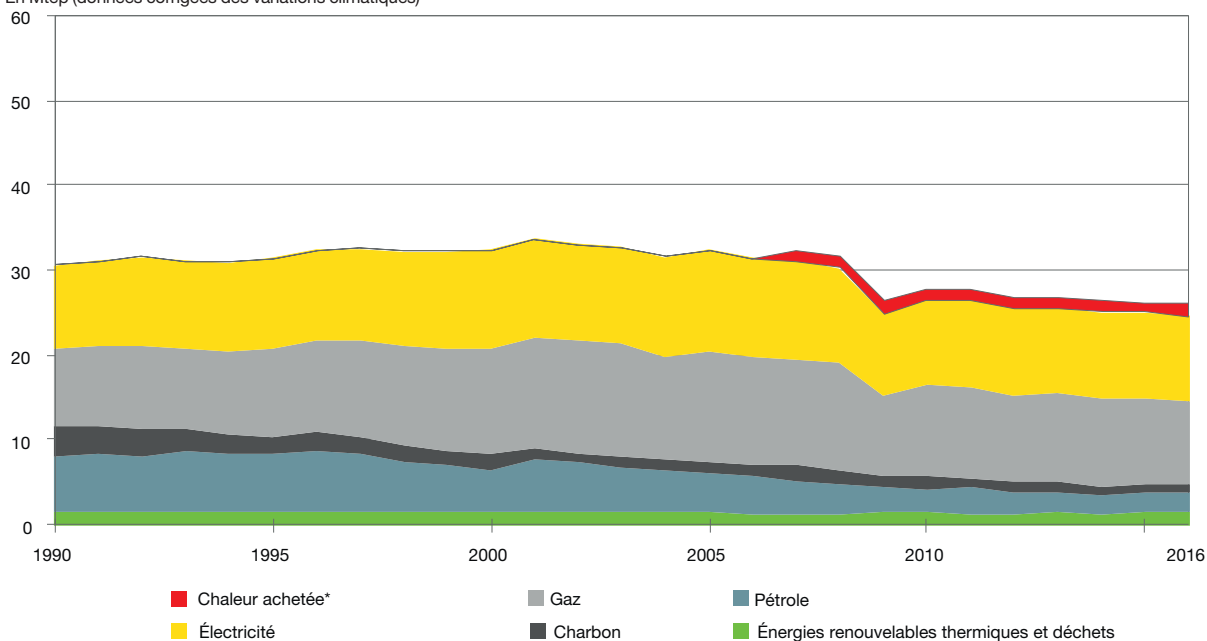
La chaleur achetée par les industriels atteint 1,4 Mtep en 2016, en progression de 19,4 % par rapport à 2015. Le niveau de cette consommation en 2016 est très proche de celui du début de la série en 2007.

Parmi les industries les plus consommatrices d'énergie, la chimie arrive en tête avec 28 % des consommations énergétiques totales. Viennent ensuite les secteurs de l'agroalimentaire (18 %), des produits minéraux (13 %) et du papier carton (12 %).

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur et usage en France métropolitaine

Figure 5.6.1 : consommation finale énergétique de l'industrie

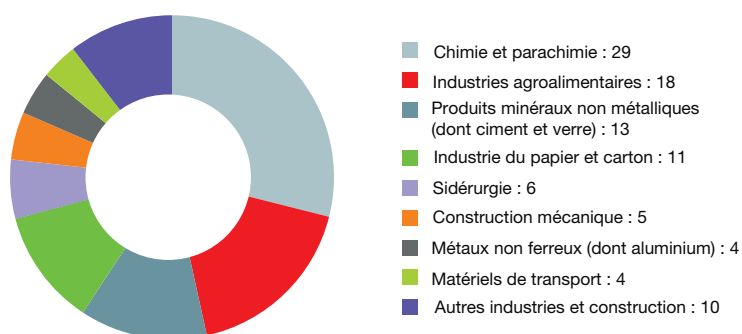
En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* Données disponibles à partir de 2007 uniquement
Source : calculs SDES

Figure 5.6.2 : répartition par secteur de la consommation finale énergétique de l'industrie en 2016

En %



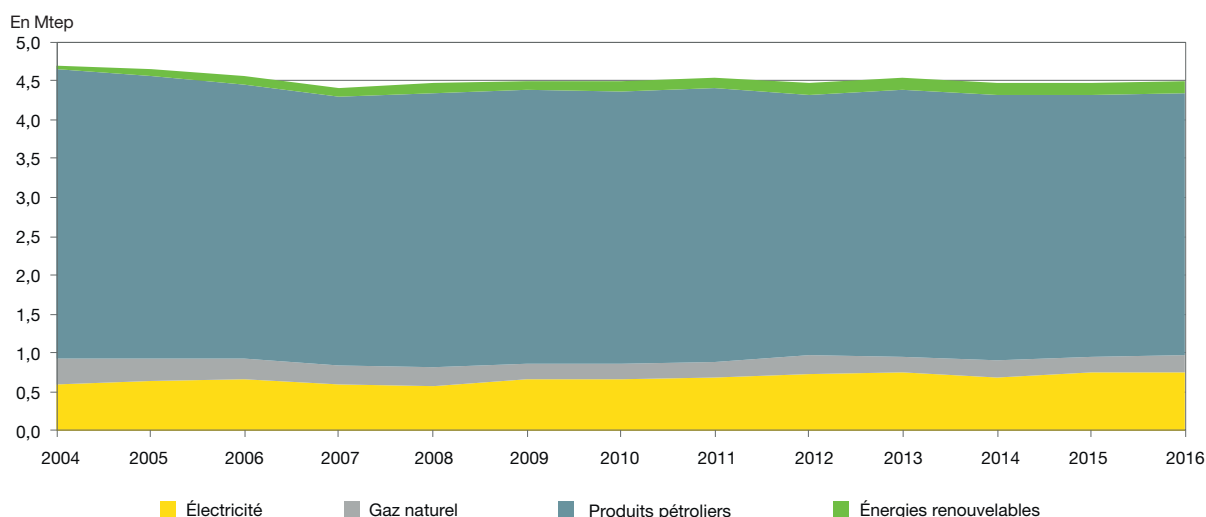
Note : les secteurs présentés sont des agrégats de la classification NAF. Toutefois, les hauts-fourneaux ont été exclus de la sidérurgie, conformément aux conventions internationales sur les statistiques de l'énergie.
Source : Insee, EACEI

5.7 Agriculture-pêche : stabilité de la consommation

En 2016, la consommation finale d'énergie de l'agriculture et de la pêche s'établit à 4,5 Mtep et est quasiment stable par rapport à 2015 (+ 0,4 %). Elle varie peu depuis une dizaine d'années et apparaît en particulier assez peu sensible aux fluctuations de la production agricole, qui baisse de 5,6 %

en volume en 2016. Parmi les industries les plus consommatrices d'énergie, la chimie arrive en tête avec 28 % des consommations énergétiques totales. Viennent ensuite les secteurs de l'agroalimentaire (18 %), des produits minéraux (13 %) et du papier carton (12 %).

Figure 5.7 : consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche



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

La consommation des produits pétroliers varie peu en 2016 (- 0,3 %). Elle est encore prépondérante dans le bouquet énergétique du secteur avec une part de 75 %. La consommation de gaz naturel, essentiellement concentrée dans les serres et abris hauts, croît fortement (+ 7,6 %) : avec des températures plus basses, au printemps et à l'automne 2016 comparativement à 2015, il est probable que les besoins en chauffage de ces équipements aient été plus importants. La consommation d'électricité augmente quant à elle de 1,3 %.

En 2016, les produits pétroliers représentent 75 % de la consommation du secteur. Cette part diminue tendanciellement au profit de l'électricité, du gaz naturel et des énergies renouvelables, qui représentent en 2016 respectivement 16 %, 5 % et 4 % du bouquet énergétique agricole.

La pêche est responsable de 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 2016 (- 3,6 %).

partie 6

Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

— Les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie sont quasiment stables en 2016. Corrigées des variations climatiques, elles reculent de 2,2 % sur un an. Sur plus long terme, elles se sont repliées de 16,6 % depuis 1990 (à climat constant). Le transport demeure le principal secteur émetteur de CO₂ (41 %), devant le résidentiel-tertiaire (24 %), l'industrie (17 %), la branche énergie (15 %) et l'agriculture (4 %).



6. Les émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

Le bilan de l'énergie fournit une estimation des émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie. Cette estimation n'est pas aussi précise que celle transmise dans le cadre du Protocole de Kyoto aux instances internationales (*voir encadré méthodologique*), mais est disponible plus tôt et propose des séries corrigées des variations climatiques.

Les émissions réelles de CO₂ liées à la combustion d'énergie sont quasi stables en 2016 (+ 0,2 %), à 304 Mt CO₂. La hausse des émissions du résidentiel-tertiaire (+ 2,2 %) et de celles dues à la production d'électricité et de chaleur (+ 3,6 %) est en effet compensée par une baisse des émissions dans l'industrie (- 3,3 %). Les augmentations observées dans le résidentiel-tertiaire et dans la branche énergie s'expliquent par des besoins de chauffage accrus par rapport à l'année 2015, plus douce que 2016.

Corrigées des variations climatiques, les émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie reculent de 2,2 % en 2016, après une baisse plus modérée (- 0,4 %) en 2015 (*figure 6.1*). En 2016, cette baisse est tirée par la diminution de la consommation de charbon et de produits pétroliers, la consommation de gaz augmentant légèrement (*figure 6.2*). La combustion de produits pétroliers est ainsi responsable de 59 % des émissions de CO₂ liées à l'énergie en 2016, contre 29 % pour la combustion de gaz naturel et 12 % pour la combustion de charbon.

Les émissions de CO₂ corrigées des variations climatiques ont baissé de 16,6 % par rapport à 1990. Après une période de relative stabilité entre 1990 et 2005, les émissions baissent chaque année depuis 2006 à climat constant. La crise économique de 2008 a entraîné une décline importante des émissions. Depuis, la baisse des émissions est assez régulière et s'élève à 1,8 % par an en moyenne entre 2009 et 2016. À titre de comparaison, l'objectif, fixé par la LTECV¹, de - 40 % en 2030 par rapport à 1990 pour les émissions de gaz à effet de serre, correspond à une réduction annuelle moyenne des émissions de 2,2 % entre 2009 et 2030.

Avec 41 % des émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie en 2016, le transport (hors routes aériennes et maritimes internationales) est le premier secteur émetteur. En 2016, les émissions de CO₂ du transport sont quasiment stables (- 0,2 %). À plus long terme, elles sont 6,6 % plus élevées qu'en 1990. Après une phase de croissance jusqu'au début des années 2000, les émissions ont ensuite diminué (mais moins que dans les autres secteurs) jusqu'en 2012 et se stabilisent depuis. La consommation de carburants pétroliers est responsable de la quasi-totalité des émissions de ce secteur.

Les émissions directes² corrigées des variations climatiques du résidentiel-tertiaire représentent 24 % du total (deux tiers pour le résidentiel et un tiers pour le tertiaire). Elles décroissent fortement en 2016 (- 4,3 %), en raison de la chute de la consommation de produits pétroliers. Elles sont aujourd'hui inférieures de 19,5 % à leur niveau de 1990, ayant décliné quasi continûment depuis le milieu des années 2000. La diminution de la part de marché des produits pétroliers au profit du gaz et de l'électricité explique une bonne partie de cette baisse, l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements jouant également un rôle.

Les émissions directes² corrigées des variations climatiques de l'industrie diminuent de 4,2 % en 2016, les consommations énergétiques de tous les combustibles fossiles étant en baisse. Depuis 1990, les émissions de l'industrie ont fortement et régulièrement diminué (- 38,4 %), la part de l'industrie dans les émissions passant de 23 à 17 %. L'industrie est ainsi le premier secteur contributeur à la baisse des émissions depuis 1990 (- 1,2 Mt CO₂ par an en moyenne).

Dans la branche énergie, les émissions corrigées des variations climatiques baissent de 2,5 % en 2016, après un léger rebond en 2015 (+ 0,7 %). Les émissions dues à la production d'électricité et de chaleur, déterminantes pour l'évolution des émissions de la branche énergie, sont en décline en 2016 (- 2,8 %), après + 2,5 % en 2015. Par rapport à 1990, les émissions corrigées des variations climatiques de la branche énergie sont en nette baisse (- 28,3 %), cette diminution étant concentrée sur les dix dernières années. Après l'industrie, la branche énergie est le deuxième secteur contributeur à la baisse des émissions depuis 1990 (- 0,7 Mt CO₂ par an en moyenne) ; c'est le premier secteur contributeur sur la période 2005-2016. La diminution de l'utilisation de charbon, et dans une moindre mesure de pétrole pour la production thermique d'électricité, est en grande partie responsable de cette chute.

Dans l'agriculture, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie évoluent peu en 2016 (+ 0,1 %). Elles sont, de manière plus générale, assez stables depuis 1990. La part de l'agriculture dans les émissions reste limitée (4 %), en lien avec le faible poids du secteur dans la consommation totale d'énergie.

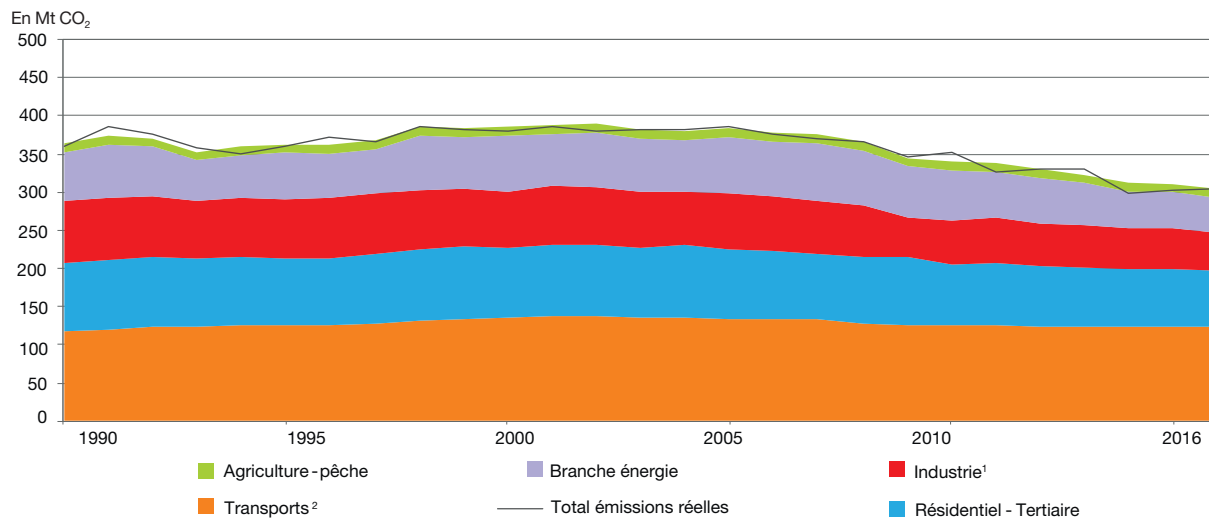
Parmi les industries les plus consommatrices d'énergie, la chimie arrive en tête avec 28 % des consommations énergétiques totales. Viennent ensuite les secteurs de l'agroalimentaire (18 %), des produits minéraux (13 %) et du papier carton (12 %).

¹ La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 sur la transition énergétique pour la croissance verte.

² Non compris les émissions indirectes liées à la consommation d'électricité et de chaleur par chauffage urbain, celles-ci étant comprises dans la branche énergie.

partie 6 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

Figure 6.1 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie par secteur entre 1990 et 2016



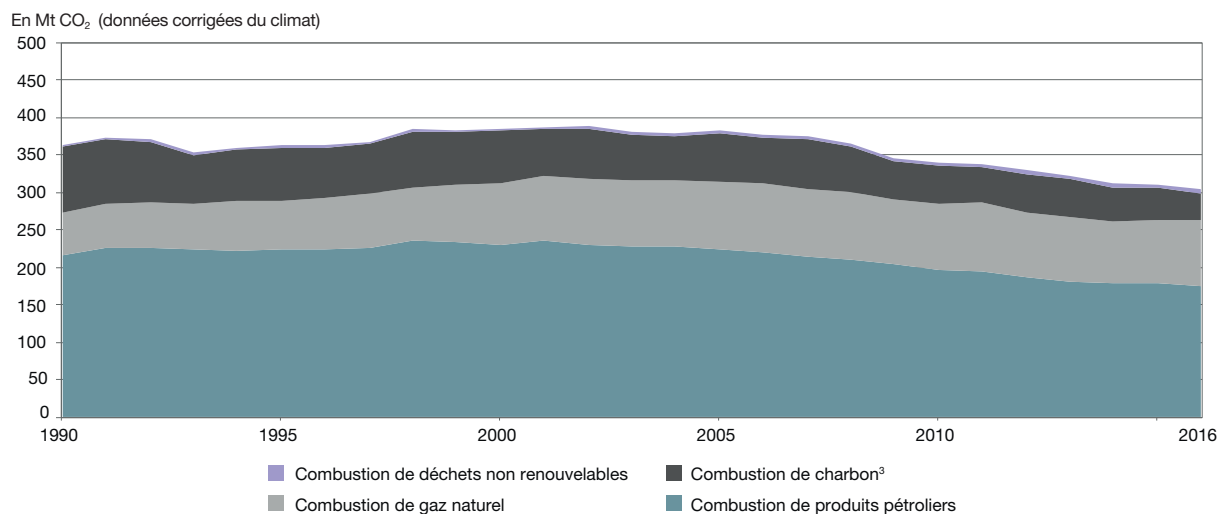
¹ Y compris hauts-fourneaux.

² Hors transports internationaux maritimes et aériens.

Note : Dans ce graphique, les émissions par secteur sont corrigées des variations climatiques

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

Figure 6.2 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie par source entre 1990 et 2016



³ Y compris gaz sidérurgiques.

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

Méthode de calcul des émissions de CO₂ dues à l'énergie

Les émissions de CO₂ ici calculées sont celles issues de la combustion d'énergie fossile. Elles représentent plus de 90 % des émissions totales de CO₂ et environ 70 % des émissions de gaz à effet de serre en France.

Le SDES applique des facteurs d'émissions aux consommations d'énergies fossiles (produits pétroliers, gaz, combustibles minéraux solides, déchets non renouvelables), 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 plus complexe, nécessitant des données plus détaillées. Ces inventaires couvrent l'ensemble des gaz à effet de serre du Protocole de Kyoto et non le seul CO₂ issu de la combustion d'énergie. Cette année, la refonte de la méthodologie du SDES permet d'assurer une meilleure cohérence avec le périmètre des inventaires nationaux. Il subsiste néanmoins quelques différences dont les plus notables sont :

- les émissions dues à l'auto-production d'électricité sont affectées à la branche énergie dans le bilan de l'énergie, tandis qu'elles sont affectées aux secteurs consommant l'électricité pour les inventaires ;
- au contraire des inventaires, le SDES ne prend pas en compte pour le moment les émissions des départements d'outre-mer.

Par ailleurs, contrairement au reste du bilan, les hauts-fourneaux sont considérés comme faisant partie de l'industrie et non de la branche énergie en matière d'émissions de CO₂

Les inventaires officiels, tout comme les estimations du SDES, ne mesurent que les émissions de CO₂ dues aux activités sur le territoire. Les émissions de gaz à effet de serre engendrées par la consommation et prenant en compte les importations (« empreinte carbone ») sont estimées dans « Les chiffres clés du climat ».

partie 7

Bilan énergétique dans les départements d'outre-mer

— La consommation d'énergie primaire dans les départements d'outre-mer (La Réunion, Mayotte, Martinique, Guadeloupe, Guyane) s'élève à 3,6 Mtep en 2016. Malgré l'essor de la production locale d'énergies renouvelables, le bouquet énergétique primaire ultramarin reste largement dominé par les produits pétroliers et, dans une moindre mesure, le charbon. La demande locale d'énergie 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. Le transport représente à lui seul près des deux tiers de la consommation finale à usage énergétique des DOM.



7.1 Le bouquet énergétique des DOM dominé par les énergies fossiles

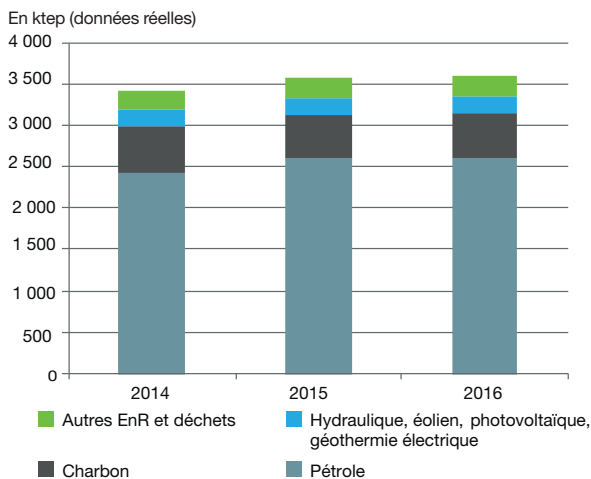
La consommation primaire d'énergie dans les départements d'outre-mer (Guadeloupe, Guyane, La Réunion, Martinique, Mayotte) s'élève à 3,6 Mtep en 2016 (figure 7.1.1), en légère hausse sur un an (+ 0,5 %). Le bouquet énergétique primaire ultramarin reste dominé par les produits pétroliers (72,4 %) et le charbon (14,9 %), malgré le développement des énergies renouvelables et de la valorisation déchets (12,7 %). Le gaz naturel en est en revanche absent. La production locale d'énergie primaire se limitant aux sources renouvelables et à la valorisation des déchets, le taux d'indépendance énergétique des DOM demeure relativement faible dans chacun des départements (égale à la part des énergies renouvelables et des déchets dans le bouquet primaire, soit 12,7 % en moyenne sur l'ensemble des cinq DOM).

Les DOM se distinguent entre eux, notamment par leurs bouquets électriques. Les produits pétroliers constituent les intrants majoritaires des centrales électriques en Martinique, à Mayotte et, dans une moindre mesure, en Guadeloupe. Ce dernier département ainsi que La Réunion utilisent aussi du charbon, auquel ils tendent à substituer toutefois de la bagasse, résidu de la canne à sucre. L'hydroélectricité assure une part majoritaire de la production en Guyane et une part significative à La Réunion. Le photovoltaïque représente environ 5 % du bouquet électrique dans chacun des DOM, excepté à La Réunion, où sa part atteint 8 %. La Guadeloupe, enfin, se distingue par l'exploitation de la géothermie volcanique.

Les pertes de transformation et distribution d'énergie s'élèvent à environ 1,3 Mtep dans les DOM en 2016. Outre les pertes de transformation dans les centrales thermiques et les pertes de distribution sur les réseaux électriques locaux, elles incluent également les pertes énergétiques liées à la transformation du pétrole brut en produits raffinés au sein de la SARA, seule raffinerie d'outre-mer, située en Martinique. La production de la SARA (nette de sa propre consommation en produits raffinés) représente un peu moins de 60 % de la demande finale en produits raffinés de la zone Antilles-Guyane.

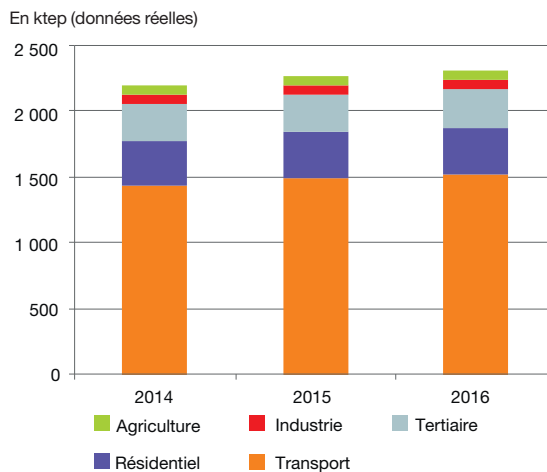
La consommation finale énergétique dans les DOM s'élève à 2,3 Mtep en 2016 (figure 7.1.2), en hausse de 2 % sur un an. Cette progression affecte l'ensemble des secteurs d'activité. La demande locale se distingue de la demande métropolitaine par l'absence d'entreprises électro-intensives, l'usage marginal du chauffage électrique et le développement des équipements de climatisation. Le transport, dont un quart correspond au trafic aérien intérieur (incluant celui vers la métropole, par convention dans le présent bilan), représente ainsi deux tiers (66 %) de la consommation finale énergétique ultra-marine. Le résidentiel (15 %), le tertiaire (13 %), l'industrie et l'agriculture (3 % chacun) se partagent le tiers restant. La consommation finale à usage non énergétique dans les DOM, limitée à celle de produits pétroliers (bitumes, lubrifiants), demeure marginale (moins de 0,1 Mtep).

Figure 7.1.1 : consommation primaire dans les DOM



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

Figure 7.1.2 : consommation finale énergétique dans les DOM



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

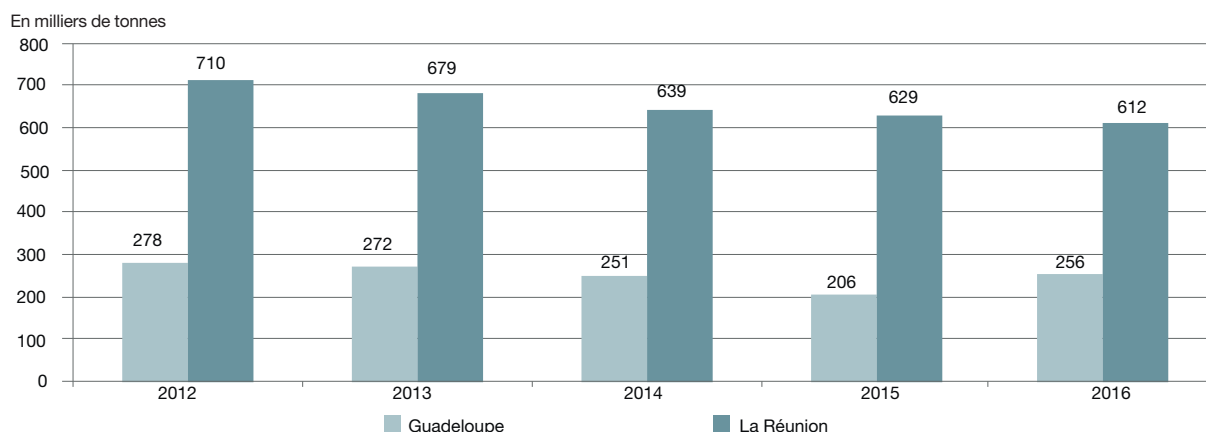
7.2 Le charbon occupe une place importante dans les mix électriques guadeloupéen et réunionnais

L'approvisionnement énergétique des DOM repose en grande majorité sur les importations de ressources fossiles (charbon et produits pétroliers). Le charbon n'est toutefois présent que dans le bouquet énergétique de deux des cinq départements d'outre-mer : la Guadeloupe et La Réunion. Il est importé, stocké et consommé sur place sans être réexporté. En Guadeloupe comme à La Réunion, il s'agit de charbon-vapeur (houille), utilisé exclusivement pour la production d'électricité dans les centrales thermiques. Certaines d'entre elles fonctionnent également par

combustion de bagasse, combustible renouvelable issu de l'exploitation de la canne à sucre, durant la campagne sucrière. À l'inverse de la métropole, où elles ne sont sollicitées qu'en appoint des autres filières, les centrales thermiques à charbon en outre-mer sont utilisées en base pour la production électrique.

En 2016, la consommation de charbon en outre-mer s'élève à 868 milliers de tonnes (kt) : 612 kt à La Réunion et 256 kt en Guadeloupe (figure 7.2.1). Le niveau des stocks disponibles fin 2016 reste proche de celui de fin 2015.

Figure 7.2.1 : consommation de charbon dans les DOM



Source : SDES, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

La Guadeloupe dispose de deux centrales thermiques à charbon, dont la puissance cumulée s'élève à 93,5 MW. Elles ont assuré 28 % de la production d'électricité du département en 2016. Le charbon-vapeur qui y est consommé est importé pour l'essentiel de Colombie. L'une de ces centrales consomme également de la bagasse et produit de la chaleur par cogénération. Après s'être nettement repliée en 2015 (- 18 %), en lien avec la baisse d'activité due à des mouvements sociaux dans les unités de production au premier semestre, la consommation de charbon en Guadeloupe rebondit en 2016 (+ 24 %). Cette hausse s'explique vraisemblablement par le besoin de compenser la moindre disponibilité de bagasse, la campagne sucrière de 2016 ayant été nettement moins favorable que celle de l'année précédente. Les quantités consommées en 2016 se maintiennent toutefois à des niveaux inférieurs à ceux du début de la décennie : le recours au charbon s'atténue à moyen terme avec le développement de la production électrique d'origine renouvelable.

Deux installations de production thermique au charbon sont également exploitées dans l'île de La Réunion. Il s'agit d'unités mixtes « charbon-bagasse » de cogénération, qui importent le charbon-vapeur principalement d'Afrique du Sud. Leur puissance nominale cumulée est de 210 MW. Le charbon figure en tête dans le mix électrique du département : en 2016, environ 39 % de la production électrique est issue de la combustion de charbon, part en légère baisse ces deux dernières années. Les capacités de stockage de l'île représentent une autonomie de 96 jours au rythme actuel de la consommation. Comme en Guadeloupe, la consommation de charbon à La Réunion suit une tendance baissière à moyen terme, avec le recours préférentiel aux énergies locales et renouvelables. Après s'être contractée de 1,6 % en 2015 du fait d'un recours accru à la bagasse à la suite d'une campagne sucrière relativement favorable, la consommation de charbon a de nouveau reculé en 2016, de 2,6 %. Cette baisse est liée aux travaux réalisés sur l'une des installations, pour mise en conformité dans le cadre de la directive européenne relative aux émissions industrielles (IED).

7.3 Les DOM restent très dépendants du pétrole, notamment pour la production d'électricité

Les départements d'outre-mer restent très largement dépendants des énergies fossiles, et tout particulièrement des produits pétroliers, notamment pour produire de l'électricité. En l'absence de production locale, l'approvisionnement en pétrole brut est intégralement assuré par les importations. Celles-ci s'élevèrent à 626 milliers de tonnes (kt) en 2016, à destination de l'unique raffinerie française d'outre-mer. Cette dernière, située en Martinique, est détenue par la Société Anonyme de la Raffinerie des Antilles (SARA). Elle assure près de 40 % de l'approvisionnement en produits raffinés des trois départements de la zone Antilles-Guyane, dans lesquels elle dispose de dépôts de stockage. Pour autant, les importations nettes de cette zone en produits raffinés (environ 1 050 kt en 2016) sont légèrement supérieures à celles de La Réunion et Mayotte réunis (un peu moins de 1 000 kt) (*figures 7.3.1 et 7.3.2*). Le bouquet énergétique de ces deux derniers départements, principalement déterminé par celui de l'île de La Réunion – plus peuplée et donc davantage consommatrice d'énergie – est en effet moins fortement dominé par les produits pétroliers que celui des Antilles-Guyane. Sur l'ensemble des DOM, la consommation primaire de pétrole (brut et raffinés) s'établit à 2,6 Mtep en 2016 (1,6 Mtep dans la zone Antilles-Guyane, 1 Mtep dans la zone Mayotte-La Réunion), niveau similaire à celui de l'année précédente.

Figure 7.3.1 : échanges extérieurs de pétrole dans les DOM
En kilotonnes

	2014	2015	2016
Importations de pétrole brut	637	710	626
Importations de produits raffinés	2 037	2 083	2 097
Exportations de produits raffinés	135	149	65
Solde importateur de produits raffinés	1 902	1 934	2 032

Sources : Douanes ; SARA

Figure 7.3.2 : consommation de pétrole brut et production nette de produits finis de la raffinerie de Martinique
En kilotonnes

	2014	2015	2016
Consommation de pétrole brut*	692	769	622
Production nette** de produits raffinés	650	709	562

* Y compris de faibles quantités d'autres produits à distiller.

** Nette de l'autoconsommation de la raffinerie.

Source : SARA

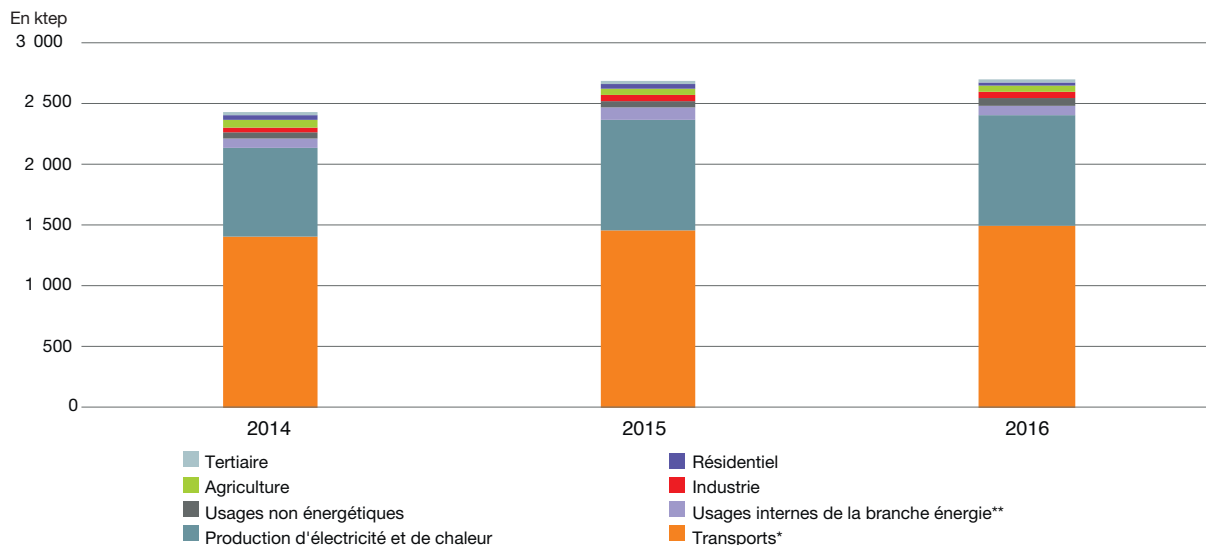
Alors qu'elle est désormais marginale en métropole, la production d'électricité à partir de la combustion de fioul et de gazole représente un tiers de la consommation de produits raffinés en outre-mer. En zone Antilles-Guyane, les centrales thermiques au fioul et au gazole, d'une puissance installée totale de 896 MW (en base, pointe et secours), permettent de fournir les deux tiers de l'électricité (plus de 50 % du mix électrique en Guadeloupe, devant le charbon, plus de 90 % en Martinique, 36 % en Guyane, derrière l'hydraulique, majoritaire). À Mayotte, deux installations de production électrique, équipées de moteurs diesel, d'une puissance totale de 78,1 MW, ont produit la quasi-totalité (95 %) de l'électricité du département en 2016. À La Réunion, l'unique centrale thermique au fioul – douze moteurs diesel (220 MW) et deux turbines à combustion (80 MW) – a produit 27 % de l'électricité de l'île pour cette même année.

Comme en métropole, le secteur des transports concentre la majorité de la consommation de produits raffinés en outre-mer (55 % en 2016, soit un peu moins de 1,5 Mtep, *figure 7.3.3*). Le gazole routier y est le carburant majoritaire, et même le premier produit raffiné consommé tous secteurs d'activité et tous usages confondus (29 % de l'ensemble des produits raffinés, *figure 7.3.4*). Le parc de véhicules, très largement constitué de voitures particulières – les transports en commun étant moins développés qu'en métropole – est en effet fortement diésélisé. La consommation de carburéacteurs, repartie à la hausse en 2016 (+ 3,6 % en un an), se maintient à un niveau élevé en outre-mer (14 % de l'ensemble des produits raffinés), principalement du fait de l'insularité de quatre des cinq départements et de leur éloignement géographique vis-à-vis de la métropole, favorisant le transport aérien. A contrario, les consommations de produits pétroliers pour le transport maritime sont beaucoup plus faibles.

Enfin, l'agriculture, l'industrie, le résidentiel-tertiaire et les usages non énergétiques (bitumes et lubrifiants) représentent chacun 2 % (entre 50 et 60 ktep) de la consommation totale de produits raffinés des DOM. Si le gazole non routier et le gazole-pêche sont consommés par le secteur agricole, le GPL (butane) est quant à lui destiné au secteur résidentiel-tertiaire, essentiellement pour la cuisson. Le pétrole lampant, devenu marginal (0,1 %), a également un usage domestique. Il est notamment utilisé par les ménages non reliés au réseau électrique.

partie 7 : bilan énergétique dans les départements d'outre-mer

Figure 7.3.3 : consommation totale de produits raffinés dans les DOM, par secteur

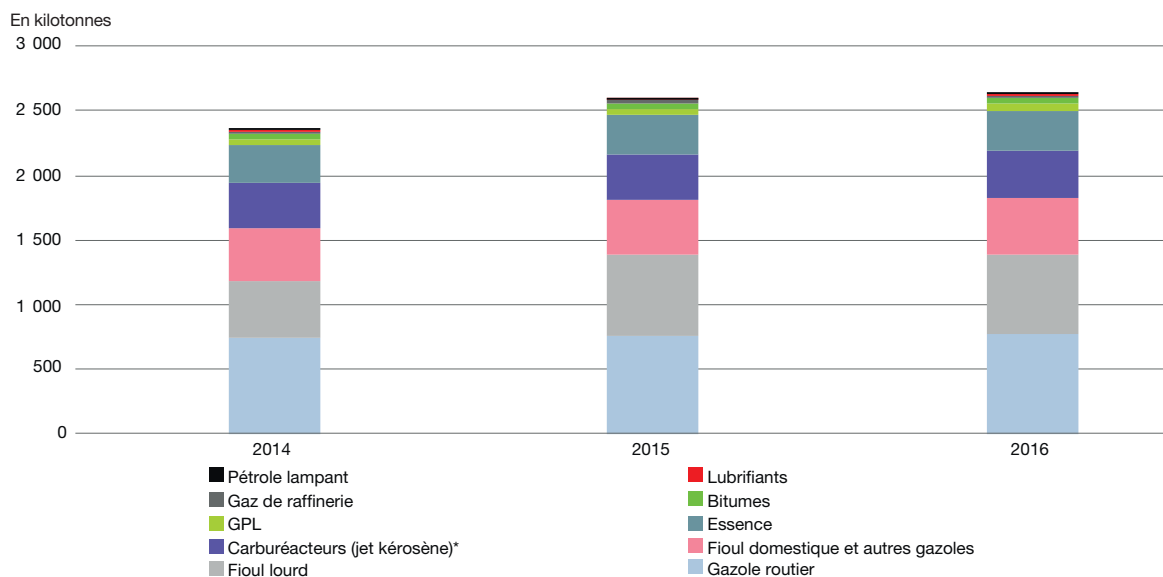


* Ce poste inclut le trafic aérien vers la métropole.

** Ce poste correspond aux produits semi-finis retraités en raffinerie ainsi qu'à la consommation de cette dernière pour ses besoins propres.

Sources : calculs SDES, d'après SDES, enquête annuelle sur la production d'électricité (EAPE) ; CPDP ; Orec ; Prerure Guadeloupe et Guyane ; GEC ; AME ; SARA ; Énergies Réunion ; IEDOM ; Deal Mayotte ; DMSOI

Figure 7.3.4 : consommation totale de produits raffinés (hors pertes) dans les DOM, par produit



* Outre le trafic aérien intra-DOM, ce poste inclut les carburéacteurs consommés pour le trafic aérien vers la métropole.

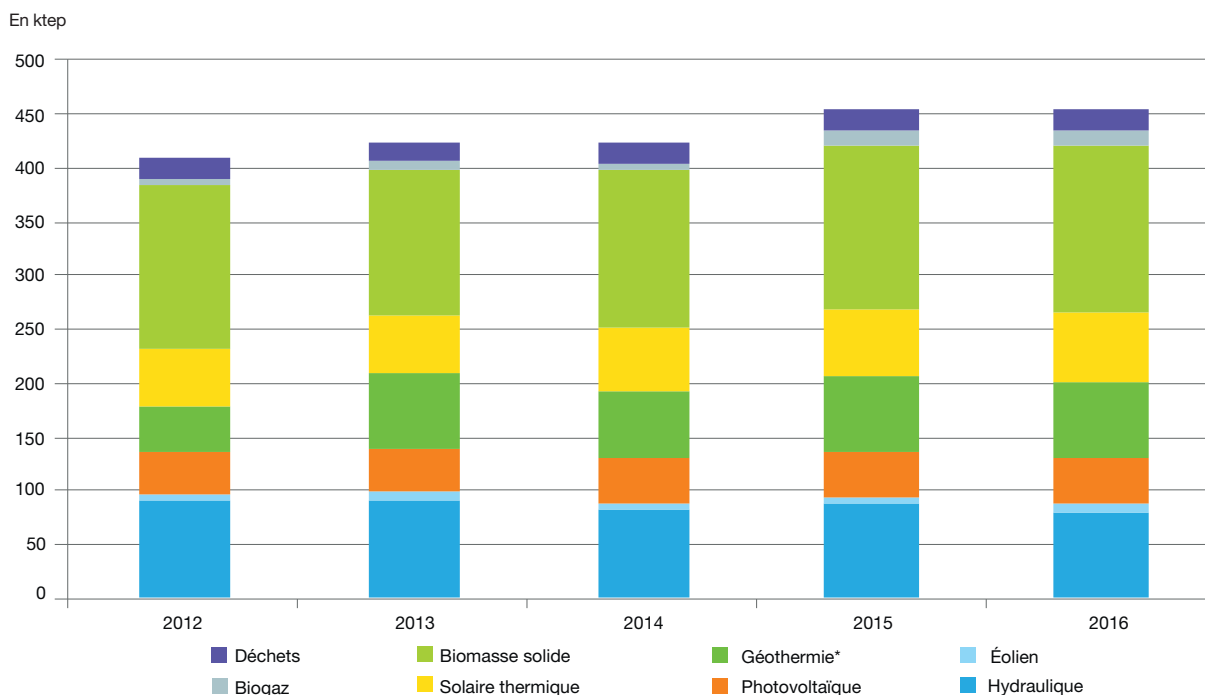
Sources : calculs SDES, d'après SDES, enquête annuelle sur la production d'électricité (EAPE) ; CPDP ; Orec ; Prerure ; Guadeloupe et Guyane ; GEC ; AME ; SARA ; Énergies Réunion ; IEDOM ; Deal Mayotte ; DMSOI

7.4 Les énergies renouvelables et les déchets dans les DOM, principalement destinés à la production électrique

La production primaire (aussi égale à la consommation primaire) d'énergie, issue de ressources renouvelables et de déchets, dans les DOM s'établit à un peu plus de 450 ktep en 2016. Bien qu'elle demeure quasi-stable sur cette dernière année, elle a progressé de 12 % depuis 2012. Environ 34 %

de cette production est issue de la valorisation de la biomasse solide, devant l'hydraulique (18 %), la géothermie (16 %), le solaire thermique (14 %), le solaire photovoltaïque (9 %), les déchets (4 %), le biogaz (3 %) et l'éolien (moins de 2 %) (figure 7.4.1).

Figure 7.4.1 : production d'énergie renouvelable ou issue de la valorisation des déchets dans les DOM



* Chaleur primaire géothermique (convertie ensuite en électricité avec un rendement théorique de 10 %).

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

Les énergies renouvelables électriques représentent environ 130 ktep dans les DOM en 2016. L'hydraulique est essentiellement concentré en Guyane et à La Réunion et

l'éolien en Guadeloupe, tandis que le photovoltaïque se développe dans chacun des DOM (cf. 7.5).

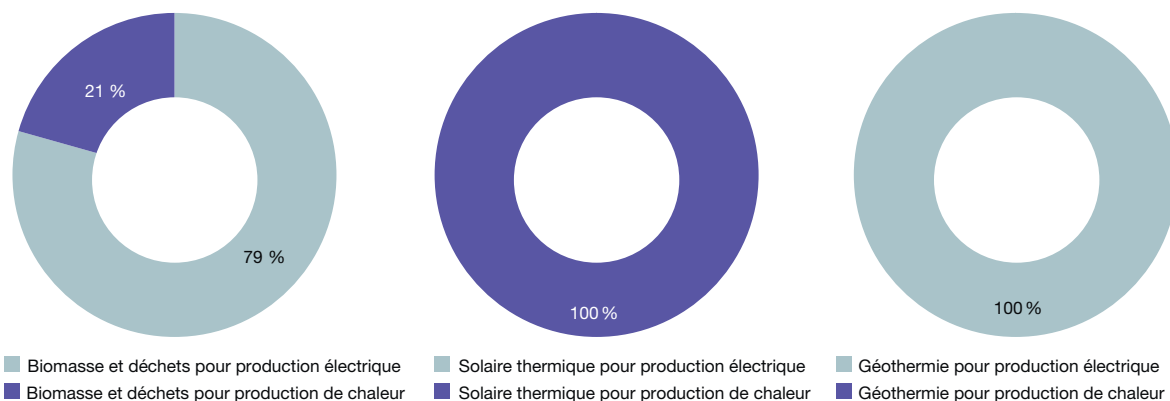
partie 7 : bilan énergétique dans les départements d'outre-mer

Les énergies renouvelables thermiques et les déchets représentent quant à eux un peu moins de 330 ktep dans les DOM en 2016. L'outre-mer se distingue de la métropole – au-delà du poids relatif des différentes filières – par une valorisation de la biomasse, des déchets et de la géothermie tournée essentiellement vers la production électrique (figure 7.4.2). La production d'énergie primaire issue de biomasse et de déchets s'élève à 189 ktep en outre-mer, en légère hausse sur l'année (+ 1,6 %). Quatre cinquièmes de cette production sont destinés à la production d'électricité. Dans les DOM, le principal combustible valorisé est la bagasse, résidu fibreux issu de l'exploitation de la canne à

sucres. Dans une moindre mesure, les déchets urbains, le bois-énergie et le biogaz sont également utilisés, principalement pour produire de l'électricité. Il n'y a actuellement pas de production de biocarburants ou de valorisation de déchets industriels en outre-mer. La production primaire du parc des installations solaires thermiques en outre-mer, concentrées dans le secteur résidentiel, s'élève quant à elle à 65 ktep en 2016, en hausse de 5 %. Enfin, la production primaire de chaleur géothermique à Bouillante en Guadeloupe (cf. 7.5), convertie ensuite en électricité (avec un rendement théorique de 10 %), s'élève à 72 ktep. La géothermie n'est pas utilisée à des fins de chauffage dans les DOM.

Figure 7.4.2 : les différents types de valorisation par filière dans les DOM en 2016

En %



Source : SDES, d'après les sources par filière

7.5 Légère hausse de la production électrique dans les DOM, assurée à 80 % par la filière thermique classique

Chaque département d'outre-mer est une zone non interconnectée, sans possibilité d'échange d'électricité avec l'extérieur. Il doit ainsi produire, à chaque instant, l'électricité dont il a besoin et ne peut exporter celle dont il n'a pas l'usage. L'absence d'interconnexion et la volatilité des cours des énergies fossiles incitent ainsi les DOM à améliorer leur indépendance énergétique, notamment 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 (éolienne ou photovoltaïque). À la différence de la métropole, les réseaux sont gérés dans chaque DOM par un acteur intégré unique, également producteur et fournisseur (Électricité de Mayotte pour le département de Mayotte, EDF-SEI pour les autres DOM).

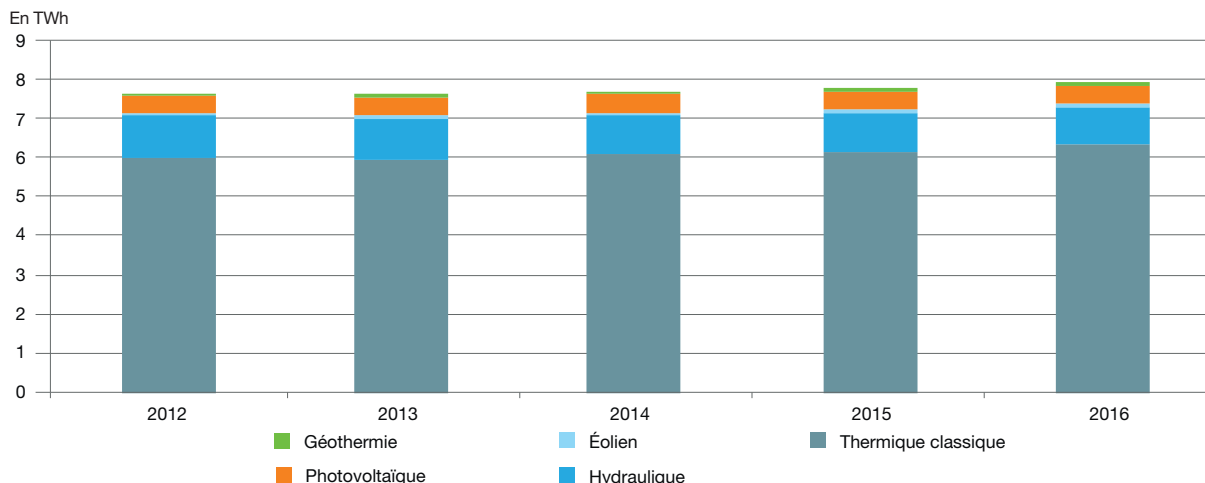
La production brute d'électricité dans les cinq DOM s'élève à 7,9 TWh en 2016, progressant de 1,9 % pour répondre à la hausse de la demande. Elle représente environ 1,4 % de la production nationale (métropole et DOM confondus).

En l'absence de filière nucléaire, 80 % de la production électrique repose sur les centrales thermiques (*figure 7.5.1*). Cette part varie toutefois fortement selon les départements : plus de 95 % en Martinique et à Mayotte, 86 % en Guadeloupe, 76 % à La Réunion et moins de la moitié (48 %) en Guyane (*figure 7.5.2*). Les centrales thermiques fonctionnent principalement à partir de

combustibles fossiles importés (pétrole et charbon), mais aussi, parfois, à partir de biogaz ou de combustibles renouvelables locaux, comme la bagasse (résidu du traitement de la canne à sucre). Le bouquet énergétique des centrales bi-combustibles « bagasse - charbon » – qui produisent à la fois de la chaleur, nécessaire au fonctionnement de la sucrerie, et de l'électricité injectée sur le réseau – dépend fortement de la disponibilité de la bagasse.

Chaque DOM exploite par ailleurs ses particularités géographiques et ses richesses naturelles pour produire de l'électricité renouvelable. La Guyane et La Réunion disposent d'une pluviométrie importante, d'un relief ou d'un réseau de fleuves qui ont favorisé l'essor de la filière hydraulique. Cette dernière y représente respectivement 46 % et 15 % de la production d'électricité. 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 centrale électrique géothermique, située à Bouillante et exploitant la chaleur d'origine volcanique du massif de La Soufrière. Par ailleurs, les cinq DOM bénéficient tous d'un fort ensoleillement, favorable à la croissance du solaire photovoltaïque. Cette filière fournit aux alentours de 5 % de l'électricité de chacun des DOM, excepté à La Réunion où cette part atteint 8 %.

Figure 7.5.1 : production brute d'électricité dans les DOM

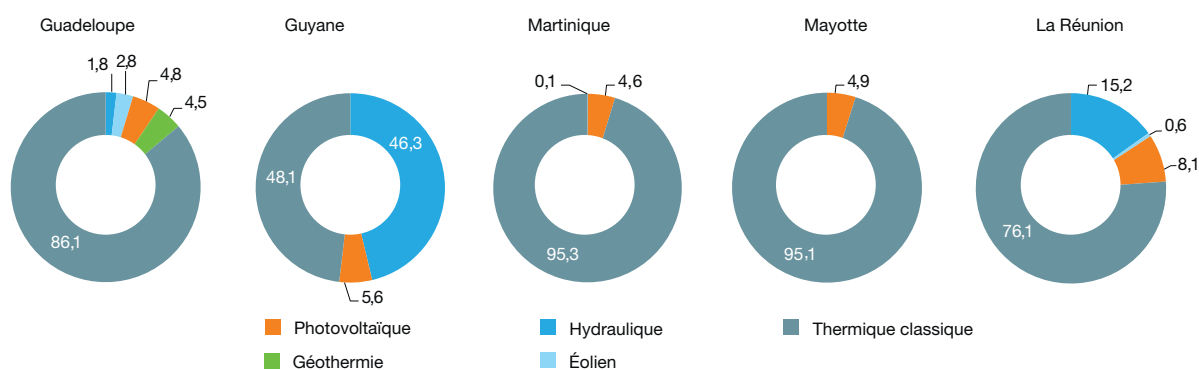


Sources : calculs SDES, d'après EDF-SEI ; Électricité de Mayotte

partie 7 : bilan énergétique dans les départements d'outre-mer

Figure 7.5.2 : bouquet électrique des cinq départements d'outre-mer

En %



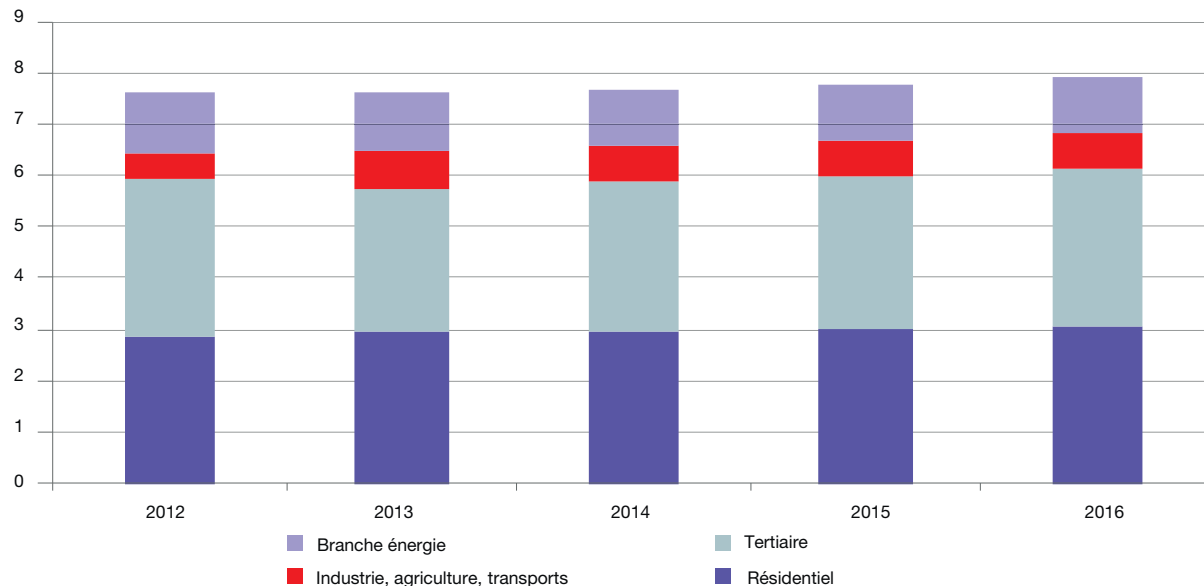
Sources : calculs SDES, d'après EDF-SEI ; Électricité de Mayotte

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. Déduction faite de la consommation de la branche énergie et des pertes de distribution, la consommation finale d'électricité dans les

DOM s'élève à 6,8 TWh, en hausse de 2,5 % entre 2015 et 2016. Les secteurs résidentiel et tertiaire représentent respectivement 45 % et 41 % de la consommation finale d'électricité, les autres secteurs (industrie, agriculture, transports) un peu moins de 14 % (figure 7.5.3).

Figure 7.5.3 : consommation totale d'électricité dans les DOM

En TWh



Sources : calculs SDES, d'après EDF-SEI ; Électricité de Mayotte

Données clés

LE TAUX D'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE PERD DEUX POINTS

En 2016, la production d'énergie primaire baisse de 4,8 %, à 133,1 Mtep en France métropolitaine, en raison d'arrêts de plusieurs centrales nucléaires en fin d'année. La consommation d'énergie primaire nationale décroît plus modérément, de 1,6 %, à 245,8 Mtep. En conséquence, les importations nettes d'énergie augmentent de 1,1 % et le taux d'indépendance énergétique perd deux points, à 54 %. La facture énergétique de la France s'élève à 31,3 Md€ en 2016. Elle se replie de 21 %, du fait de prix du pétrole et du gaz moins élevés en moyenne qu'en 2015, même s'ils remontent en cours d'année.

LES ÉMISSIONS DE CO₂ BAISSENT, MAIS MOINS QUE LA CONSOMMATION PRIMAIRE D'ÉNERGIE

Corrigée des variations climatiques, la consommation d'énergie primaire baisse de 3,2 %. Le nucléaire représente 41 % du bouquet énergétique, en baisse de 2 points, devant le pétrole (28 %), le gaz (16 %), les énergies renouvelables (11 %) et le charbon (3 %). Malgré la progression des énergies renouvelables, le bouquet énergétique apparaît au total légèrement plus carboné en 2016 qu'en 2015, les émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie décroissant dans une moindre proportion (2,2 %) que la consommation primaire à climat constant.

LA CONSOMMATION FINALE D'ÉNERGIE DIMINUE À CLIMAT CONSTANT

La consommation finale d'énergie corrigée des variations climatiques diminue de 1,1 %, à 153,4 Mtep. La baisse concerne à la fois la consommation à usage non énergétique (- 3,7 %, à 13,3 Mtep) et celle à usage énergétique (- 0,8 %, à 140,0 Mtep). La consommation d'énergie pour le transport reste stable, la légère baisse de consommation de carburants pétroliers étant compensée par la progression des biocarburants. La consommation d'énergie résidentielle corrigée des variations climatiques décroît de 1,1 % en 2016, en raison de la chute des achats de fioul domestique (probablement liée à un niveau élevé de remplissage de cuves en début d'année). Les consommations respectives du secteur tertiaire et de l'industrie baissent de 1,9 % et 0,8 % à climat constant. Celle destinée à l'agriculture et à la pêche reste stable.

LES PRIX PAYÉS PAR LES MÉNAGES BAISSENT GLOBALEMENT ET LEUR FACTURE RESTE STABLE

Les prix de l'énergie payés par les ménages baissent globalement en 2016. C'est particulièrement le cas pour les produits pétroliers (- 4,1 % pour le gazole, - 3,7 % pour les supercarburants, - 10,0 % pour le fioul domestique) et le gaz (- 7,0 %). Le prix de l'électricité résidentielle augmente quant à lui (+ 1,4 %), mais plus modérément que les années précédentes. La facture moyenne d'énergie des ménages s'élève à un peu plus de 2 700 €, soit 7,9 % de leur budget, et est quasiment stable par rapport à 2015. Plus précisément, la facture liée à l'énergie du logement croît de 2,2 % tandis que celle de carburants diminue de 3,3 %.

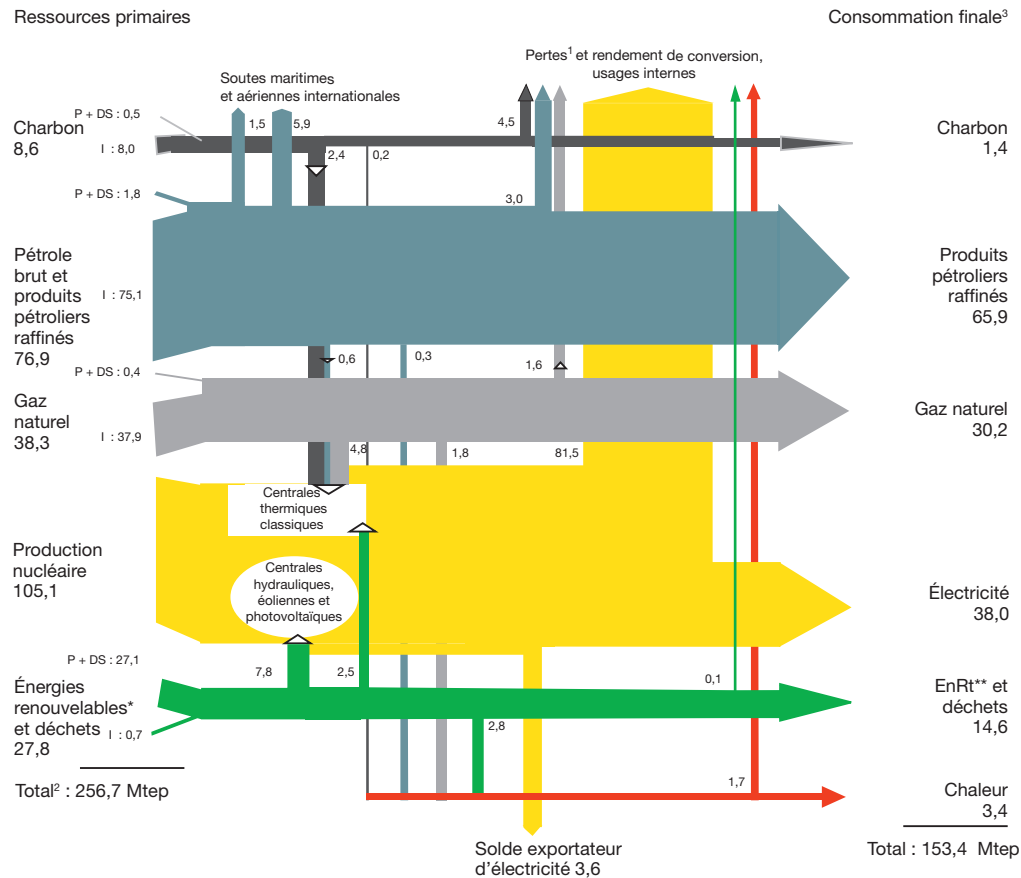
LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE AUGMENTE LÉGÈREMENT DANS LES DOM

La consommation d'énergie primaire dans les DOM (La Réunion, Mayotte, Martinique, Guadeloupe, Guyane) s'élève à 3,6 Mtep en 2016, en hausse de 0,5 %. Le bouquet énergétique primaire ultramarin reste dominé en 2016 par les produits pétroliers (73 %) et le charbon (15 %), malgré le développement des énergies renouvelables (12 %).

LE DIAGRAMME DE SANKEY, OUTIL DE VISUALISATION DU BILAN

Le diagramme de Sankey, représenté ci-après, illustre qu'en 2016, la France a mobilisé une ressource primaire de 256,7 Mtep pour satisfaire une consommation finale (non corrigée des variations climatiques) de 153,4 Mtep. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique (92,4 Mtep au total), des exportations nettes d'électricité (3,6 Mtep), des soutes aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation finale (7,3 Mtep). Le diagramme illustre aussi les flux des différentes formes d'énergie transformées en électricité (par exemple, 4,8 Mtep de gaz ont été utilisés à des fins de production d'électricité).

Ensemble des énergies – Bilan énergétique de la France en 2016 (Mtep)



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, pompes à chaleur, etc.).

Notes :

¹ L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient au fait que la production nucléaire est 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 la consommation primaire, il faut déduire des ressources primaires le solde exportateur d'électricité ainsi que les soutes maritimes et aériennes internationales.

³ Usages non énergétiques inclus.

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

Annexes

- Bilans énergétiques en France métropolitaine
- Bilans énergétiques dans les DOM
- Annexes méthodologiques
- Sigles et abréviations
- Pour en savoir plus
- Sources



Bilans énergétiques en France métropolitaine

Notes

- EnR électriques : hydraulique (hors pompages), énergies marines, éolien, solaire photovoltaïque.
- EnR thermiques et déchets : Biomasse solide, biogaz, biocarburants, déchets, solaire thermique, géothermie, pompes à chaleur.
- Pétrole brut : inclut également de faibles quantités de condensats (liquides de gaz naturel), d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d'autres produits à distiller.
- Agriculture : inclut également la pêche.
- Industrie : inclut également la construction.
- Autres charges de raffinage (pétrole brut) : ce poste correspond aux produits semi-finis retournés en raffineries pour être retraités (issus du commerce extérieur (transferts) ou de l'industrie pétrochimique).
- Retours en raffineries (produits raffinés) : ce poste correspond aux produits semi-finis retournés en raffineries pour être retraités (issus du commerce extérieur (transferts) ou de l'industrie pétrochimique).
- Autoconsommation des raffineries (produits raffinés) : ce poste correspond à la consommation propre des raffineries en produits raffinés, hors production d'électricité ou de chaleur vendue.
- Données réelles : données non corrigées des variations climatiques.
- Données CVC : données corrigées des variations climatiques (hivernales).

Bilans physiques, toutes énergies confondues (données réelles)

Bilan énergétique physique 2016

Données réelles

En Mtep

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production d'énergie primaire	0,00	0,94	0,00	0,02	105,06	7,75	19,37	0,00	0,00	133,14
Importations	8,27	56,52	39,37	41,23	0,00	0,00	0,89	1,71	0,00	148,01
Exportations	- 0,26	- 0,03	- 20,74	- 3,34	0,00	0,00	- 0,20	- 5,28	0,00	- 29,84
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,86
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,46
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,54	1,06	- 0,20	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,77
Total approvisionnement/consommation primaire	8,56	58,49	11,12	38,29	105,06	7,75	20,07	- 3,57	0,00	245,76

Transferts	0,00	- 0,71	0,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
Écart statistique	0,74	- 0,03	0,71	0,00	0,00	0,00	0,00	- 0,12	0,00	1,30
Production d'électricité seule	2,39	0,00	0,50	3,58	105,06	7,75	1,56	- 45,79	0,00	75,04
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,07	0,00	0,29	2,25	0,00	0,00	2,87	- 1,61	- 2,21	1,65
Production de chaleur seule	0,21	0,00	0,03	0,72	0,00	0,00	0,92	0,00	- 2,06	- 0,19
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 0,02	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	60,46	- 59,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57
Autres transformations	2,77	- 1,23	1,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,76
Usages internes de la branche énergie	1,04	0,00	1,67	1,13	0,00	0,00	0,07	2,76	0,05	6,73
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	3,16	0,87	4,47
Consommation nette de la branche énergie	7,22	58,49	- 54,74	8,10	105,06	7,75	5,44	- 41,61	- 3,35	92,37

Industrie	0,96	0,00	2,24	9,83	0,00	0,00	1,52	10,06	1,36	25,96
Transport	0,00	0,00	39,73	0,07	0,00	0,00	3,04	0,93	0,00	43,76
Résidentiel	0,04	0,00	5,75	12,06	0,00	0,00	9,01	13,71	1,23	41,80
Tertiaire	0,04	0,00	2,85	6,91	0,00	0,00	0,90	12,59	0,74	24,04
Agriculture	0,00	0,00	3,36	0,22	0,00	0,00	0,16	0,76	0,01	4,50
Consommation finale énergétique	1,04	0,00	53,93	29,08	0,00	0,00	14,63	38,04	3,35	140,07
Consommation finale non énergétique	0,31	0,00	11,92	1,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,34
Consommation finale	1,35	0,00	65,85	30,19	0,00	0,00	14,63	38,04	3,35	153,41

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan énergétique physique 2015

Données réelles

En Mtep

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production d'énergie primaire	0,00	0,99	0,00	0,02	113,98	7,17	17,62	0,00	0,00	139,78
Importations	8,81	58,76	41,30	39,38	0,00	0,00	0,61	0,86	0,00	149,72
Exportations	-0,13	-0,10	-21,17	-4,86	0,00	0,00	-0,18	-6,36	0,00	-32,80
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	-5,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-5,94
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	-1,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,62
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,11	0,11	-0,07	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,66
Total approvisionnement/consommation primaire	8,79	59,76	12,52	35,04	113,98	7,17	18,05	-5,51	0,00	249,80

Transferts	0,00	-0,33	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,08
Écart statistique	0,25	0,10	1,91	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,10	0,00	2,16
Production d'électricité seule	2,82	0,00	0,46	1,75	113,98	7,17	1,31	-47,17	0,00	80,32
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,18	0,00	0,24	2,09	0,00	0,00	2,37	-1,45	-1,92	1,50
Production de chaleur seule	0,18	0,00	0,07	0,66	0,00	0,00	0,78	0,00	-1,90	-0,22
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	61,21	-60,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,54
Autres transformations	2,91	-1,22	1,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,90
Usages internes de la branche énergie	1,04	0,00	1,80	1,24	0,00	0,00	0,05	2,78	0,06	6,97
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	3,04	0,81	4,31
Consommation nette de la branche énergie	7,38	59,76	-54,74	6,19	113,98	7,17	4,51	-42,88	-2,96	98,40

Industrie	1,05	0,00	2,33	10,02	0,00	0,00	1,37	10,01	1,14	25,92
Transport	0,00	0,00	39,81	0,07	0,00	0,00	2,95	0,94	0,00	43,77
Résidentiel	0,04	0,00	6,37	10,87	0,00	0,00	8,21	13,10	1,14	39,73
Tertiaire	0,04	0,00	2,92	6,59	0,00	0,00	0,86	12,57	0,67	23,65
Agriculture	0,00	0,00	3,37	0,20	0,00	0,00	0,16	0,75	0,01	4,49
Consommation finale énergétique	1,13	0,00	54,80	27,75	0,00	0,00	13,54	37,37	2,96	137,56
Consommation finale non énergétique	0,31	0,00	12,45	1,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,86
Consommation finale	1,44	0,00	67,25	28,85	0,00	0,00	13,54	37,37	2,96	151,42

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan énergétique physique 2014

Données réelles

En Mtep

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production d'énergie primaire	0,12	0,95	0,00	0,01	113,73	7,44	16,53	0,00	0,00	138,78
Importations	9,42	55,41	41,55	40,19	0,00	0,00	0,56	0,68	0,00	147,81
Exportations	- 0,23	- 0,09	- 18,95	- 6,35	0,00	0,00	- 0,18	- 6,45	0,00	- 32,26
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,63
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,81
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,00	0,40	- 0,35	- 1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,21
Total approvisionnement/consommation primaire	9,30	56,67	14,82	32,60	113,73	7,44	16,91	- 5,78	0,00	245,68

Transferts	0,00	- 1,37	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,07
Écart statistique	0,36	0,04	1,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	1,57
Production d'électricité seule	2,91	0,00	0,49	0,77	113,73	7,44	1,21	- 46,72	0,00	79,83
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,13	0,00	0,26	1,75	0,00	0,00	2,20	- 1,29	- 1,80	1,24
Production de chaleur seule	0,24	0,00	0,06	0,56	0,00	0,00	0,70	0,00	- 1,73	- 0,16
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	59,30	- 58,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56
Autres transformations	3,27	- 1,30	1,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,25
Usages internes de la branche énergie	0,95	0,00	1,85	1,20	0,00	0,00	0,08	2,77	0,04	6,89
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	2,91	0,65	4,00
Consommation nette de la branche énergie	7,87	56,67	-52,41	4,72	113,73	7,44	4,19	- 42,26	- 2,84	97,10

Industrie	1,01	0,00	2,23	9,98	0,00	0,00	1,30	10,09	1,21	25,82
Transport	0,00	0,00	39,47	0,06	0,00	0,00	2,92	0,93	0,00	43,39
Résidentiel	0,04	0,00	6,17	10,16	0,00	0,00	7,59	12,55	1,00	37,51
Tertiaire	0,04	0,00	3,00	6,39	0,00	0,00	0,75	12,23	0,61	23,03
Agriculture	0,00	0,00	3,40	0,23	0,00	0,00	0,15	0,69	0,01	4,48
Consommation finale énergétique	1,09	0,00	54,27	26,81	0,00	0,00	12,72	36,48	2,84	134,22
Consommation finale non énergétique	0,37	0,00	12,95	1,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,38
Consommation finale	1,46	0,00	67,23	27,87	0,00	0,00	12,72	36,48	2,84	148,59

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan énergétique physique 2013

Données réelles

En Mtep

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production d'énergie primaire	0,13	0,99	0,00	0,29	110,40	7,90	17,88	0,00	0,00	137,58
Importations	12,01	57,43	41,45	42,52	0,00	0,00	0,46	1,00	0,00	154,86
Exportations	- 0,15	- 0,13	- 19,02	- 4,51	0,00	0,00	- 0,21	- 5,17	0,00	- 29,19
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	-5,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,58
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 2,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 2,12
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,67	- 0,66	0,09	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63
Total approvisionnement/consommation primaire	12,66	57,63	14,80	38,82	110,40	7,90	18,13	- 4,17	0,00	256,17

Transferts	0,00	- 0,90	0,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 0,20
Écart statistique	0,92	- 0,04	0,75	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,05	0,00	1,59
Production d'électricité seule	5,53	0,00	0,67	1,23	110,40	7,90	1,37	- 47,46	0,00	79,64
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,13	0,00	0,26	2,24	0,00	0,00	1,97	- 1,44	- 1,95	1,21
Production de chaleur seule	0,26	0,00	0,14	0,73	0,00	0,00	0,68	0,00	- 1,92	- 0,11
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	59,43	- 58,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65
Autres transformations	3,21	- 0,86	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,20
Usages internes de la branche énergie	1,18	0,00	1,84	1,22	0,00	0,00	0,04	2,79	0,00	7,06
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	3,27	0,79	4,56
Consommation nette de la branche énergie	11,23	57,63	- 53,58	5,92	110,40	7,90	4,06	- 42,89	- 3,09	97,59

Industrie	1,05	0,00	2,55	10,55	0,00	0,00	1,40	10,20	1,16	26,92
Transport	0,00	0,00	39,42	0,06	0,00	0,00	2,67	0,96	0,00	43,11
Résidentiel	0,05	0,00	7,26	13,53	0,00	0,00	9,11	14,02	1,24	45,23
Tertiaire	0,06	0,00	3,32	7,49	0,00	0,00	0,73	12,80	0,68	25,08
Agriculture	0,00	0,00	3,44	0,21	0,00	0,00	0,15	0,75	0,00	4,54
Consommation finale énergétique	1,15	0,00	56,00	31,84	0,00	0,00	14,07	38,73	3,09	144,88
Consommation finale non énergétique	0,29	0,00	12,38	1,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,72
Consommation finale	1,44	0,00	68,38	32,90	0,00	0,00	14,07	38,73	3,09	158,60

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan énergétique physique 2012

Données réelles

En Mtep

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production d'énergie primaire	0,12	0,97	0,00	0,45	110,84	6,72	16,48	0,00	0,00	135,58
Importations	11,65	58,13	43,39	42,36	0,00	0,00	0,42	1,05	0,00	157,00
Exportations	- 0,17	- 0,22	- 20,17	- 5,36	0,00	0,00	- 0,13	- 4,88	0,00	- 30,94
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,64
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 2,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 2,33
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,33	- 0,32	0,78	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,56
Total approvisionnement/consommation primaire	11,92	58,55	16,04	38,22	110,84	6,72	16,77	- 3,83	0,00	255,23

Transferts	0,00	- 2,67	2,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 0,18
Écart statistique	0,75	- 0,19	1,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	2,12
Production d'électricité seule	5,08	0,00	0,95	1,52	110,84	6,72	1,37	- 46,43	0,00	80,05
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,13	0,00	0,57	2,97	0,00	0,00	1,97	- 1,68	- 2,08	1,87
Production de chaleur seule	0,21	0,00	0,14	0,66	0,00	0,00	0,59	0,00	- 1,71	- 0,12
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	62,57	- 61,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,78
Autres transformations	3,03	- 1,17	1,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,01
Usages internes de la branche énergie	1,21	0,00	2,08	1,25	0,00	0,00	0,04	3,01	0,00	7,59
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00	0,00	0,00	3,19	0,71	4,22
Consommation nette de la branche énergie	10,40	58,55	- 52,86	6,71	110,84	6,72	3,96	- 41,90	- 3,08	99,34

Industrie	1,26	0,00	2,77	10,09	0,00	0,00	1,16	10,32	1,27	26,86
Transport	0,00	0,00	39,72	0,06	0,00	0,00	2,66	0,95	0,00	43,37
Résidentiel	0,05	0,00	6,90	13,03	0,00	0,00	8,19	13,35	1,17	42,68
Tertiaire	0,05	0,00	3,38	7,08	0,00	0,00	0,66	12,74	0,65	24,56
Agriculture	0,00	0,00	3,35	0,25	0,00	0,00	0,15	0,72	0,00	4,47
Consommation finale énergétique	1,36	0,00	56,13	30,50	0,00	0,00	12,81	38,07	3,08	141,95
Consommation finale non énergétique	0,27	0,00	12,78	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,05
Consommation finale	1,63	0,00	68,90	31,50	0,00	0,00	12,81	38,07	3,08	156,00

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

Bilans physiques par énergie (données réelles et en données CVC*)

* Excepté pour le pétrole brut, en données réelles uniquement

Bilan physique du charbon, de 2012 à 2016

Données réelles

En Mtep

	2012	2013	2014	2015	2016
Production d'énergie primaire	0,12	0,13	0,12	0,00	0,00
Importations	11,65	12,01	9,42	8,81	8,27
Exportations	- 0,17	- 0,15	- 0,23	- 0,13	- 0,26
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,33	0,67	0,00	0,11	0,54
Total approvisionnement	11,92	12,66	9,30	8,79	8,56
Écart statistique	0,75	0,92	0,36	0,25	0,74
Consommation des cokeries	3,50	3,60	3,36	3,27	3,28
Production des cokeries	2,76	2,90	2,89	2,89	2,81
Consommation nette des cokeries	0,74	0,70	0,47	0,38	0,47
Consommation des hauts-fourneaux	4,70	4,96	5,03	4,77	4,50
Production des hauts-fourneaux	1,23	1,25	1,29	1,20	1,16
Consommation nette des hauts-fourneaux	3,47	3,72	3,74	3,57	3,34
Consommation nette filière fonte	4,21	4,42	4,21	3,95	3,81
Production d'électricité et de chaleur	5,33	5,88	3,28	3,16	2,65
Consommation nette de la branche énergie	10,29	11,22	7,85	7,36	7,20
Industrie	1,26	1,05	1,01	1,05	0,96
Autres usages énergétiques	0,10	0,10	0,08	0,08	0,08
Consommation finale énergétique	1,36	1,15	1,09	1,13	1,04
Consommation finale à usage non énergétique	0,27	0,29	0,37	0,31	0,31
Consommation finale	1,63	1,44	1,46	1,44	1,35

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique du charbon, de 2012 à 2016

Données corrigées des variations climatiques
En Mtep

	2012	2013	2014	2015	2016
Production d'énergie primaire	0,12	0,13	0,12	0,00	0,00
Importations	11,65	12,01	9,42	8,81	8,27
Exportations	- 0,17	- 0,15	- 0,23	- 0,13	- 0,26
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,33	0,67	0,00	0,11	0,54
Total approvisionnement	11,92	12,66	9,30	8,79	8,56
Correction climatique	-0,01	-0,34	0,65	0,35	-0,01
Écart statistique	0,75	0,92	0,36	0,25	0,74
Consommation des cokeries	3,50	3,60	3,36	3,27	3,28
Production des cokeries	2,76	2,90	2,89	2,89	2,81
Consommation nette des cokeries	0,74	0,70	0,47	0,38	0,47
Consommation des hauts-fourneaux	4,70	4,96	5,03	4,77	4,50
Production des hauts-fourneaux	1,23	1,25	1,29	1,20	1,16
Consommation nette des hauts-fourneaux	3,47	3,72	3,74	3,57	3,34
Consommation nette filière fonte	4,21	4,42	4,21	3,95	3,81
Production d'électricité et de chaleur	5,32	5,53	3,92	3,50	2,65
Consommation nette de la branche énergie	10,28	10,88	8,49	7,71	7,20
Industrie	1,26	1,05	1,01	1,05	0,96
Autres usages énergétiques	0,10	0,10	0,08	0,08	0,08
Consommation finale énergétique	1,36	1,15	1,09	1,13	1,04
Consommation finale à usage non énergétique	0,27	0,29	0,37	0,31	0,31
Consommation finale	1,63	1,44	1,46	1,44	1,35

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique du pétrole brut, de 2012 à 2016

Données réelles
En Mt

	2012	2013	2014	2015	2016
Production d'énergie primaire	1,02	1,08	1,05	1,06	0,99
Importations	56,94	56,26	54,27	57,57	55,39
Exportations	- 0,25	- 0,17	- 0,14	- 0,13	- 0,05
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 0,31	- 0,65	0,39	0,11	1,04
Autres charges de raffinage	3,70	1,56	2,60	1,42	1,84
Total approvisionnement des raffineries	61,11	58,08	58,17	60,03	59,21
Écart statistique	- 0,12	- 0,03	0,06	0,07	- 0,03
Transformation de pétrole brut en raffinerie	61,23	58,11	58,11	59,96	59,24
Consommation brute de la branche énergie	61,11	58,08	58,17	60,03	59,21

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés, de 2012 à 2016

Données réelles
En Mt

	2012	2013	2014	2015	2016
Production brute des raffineries	60,72	57,70	57,62	59,51	58,78
Importations	43,02	41,04	41,09	40,71	38,89
Exportations	- 19,93	- 18,82	- 18,78	- 20,95	- 20,45
Soutes maritimes internationales	- 2,43	- 2,21	- 1,89	- 1,69	- 1,52
Soutes aériennes internationales	- 5,49	- 5,44	- 5,48	- 5,78	- 5,71
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,77	0,09	- 0,38	- 0,07	- 0,18
Retours en raffineries	- 3,63	- 1,47	- 2,52	- 1,32	- 1,85
Total approvisionnement en produits raffinés	73,04	70,89	69,68	70,41	67,97

Écart statistique	1,68	0,95	1,20	2,01	1,01
Production d'électricité seule	0,95	0,66	0,49	0,47	0,50
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,54	0,25	0,24	0,22	0,26
Production de chaleur seule	0,15	0,15	0,07	0,07	0,03
Autoconsommation des raffineries	2,04	1,77	1,78	1,73	1,61
Consommation brute de la branche énergie	5,36	3,78	3,77	4,50	3,40

Industrie	2,97	2,70	2,36	2,44	2,33
Transport	38,81	38,53	38,58	38,90	38,82
Résidentiel	6,71	7,06	6,00	6,20	5,58
Tertiaire	3,29	3,24	2,93	2,84	2,77
Agriculture	3,27	3,35	3,32	3,29	3,28
Consommation finale énergétique	55,05	54,88	53,18	53,66	52,79
Consommation finale à usage non énergétique	12,64	12,24	12,73	12,25	11,78
Consommation finale	67,69	67,11	65,91	65,91	64,57

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés, de 2012 à 2016

Données corrigées des variations climatiques
En Mt

	2012	2013	2014	2015	2016
Production brute des raffineries	60,72	57,70	57,62	59,51	58,78
Importations	43,02	41,04	41,09	40,71	38,89
Exportations	- 19,93	- 18,82	- 18,78	- 20,95	- 20,45
Soutes maritimes internationales	- 2,43	- 2,21	- 1,89	- 1,69	- 1,52
Soutes aériennes internationales	- 5,49	- 5,44	- 5,48	- 5,78	- 5,71
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,77	0,09	- 0,38	- 0,07	- 0,18
Retours en raffineries	- 3,63	- 1,47	- 2,52	- 1,32	- 1,85
Total approvisionnement en produits raffinés	73,04	70,89	69,68	70,41	67,97
Correction climatique	- 0,02	- 0,47	0,83	0,41	-0,01
Écart statistique	1,68	0,95	1,20	2,01	1,01
Production d'électricité seule	0,95	0,66	0,49	0,47	0,50
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,54	0,25	0,24	0,22	0,26
Production de chaleur seule	0,15	0,15	0,07	0,07	0,03
Autoconsommation des raffineries	2,04	1,77	1,78	1,73	1,61
Consommation brute de la branche énergie	5,36	3,78	3,77	4,50	3,40
Industrie	2,97	2,67	2,42	2,46	2,33
Transport	38,81	38,53	38,58	38,90	38,82
Résidentiel	6,70	6,73	6,59	6,49	5,58
Tertiaire	3,29	3,13	3,12	2,93	2,77
Agriculture	3,27	3,35	3,32	3,29	3,28
Consommation finale énergétique	55,03	54,40	54,02	54,08	52,78
Consommation finale à usage non énergétique	12,64	12,24	12,73	12,25	11,78
Consommation finale	67,67	66,64	66,74	66,32	64,56

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique du gaz naturel, de 2012 à 2016

Données réelles
En TWh PCS

	2012	2013	2014	2015	2016
Production de gaz naturel	5,8	3,7	0,2	0,2	0,2
Injections de biométhane	0,006	0,014	0,032	0,082	0,215
Importations	547,4	549,4	519,4	508,9	532,8
Exportations	- 69,3	- 58,3	- 82,1	- 62,9	- 43,1
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	9,9	6,8	- 16,3	6,5	4,8
Total approvisionnement des réseaux	493,8	501,6	421,2	452,9	495,0

Écart statistique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Production d'électricité seule	19,6	15,9	10,0	22,6	46,2
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	38,4	29,0	22,6	26,9	29,0
Production de chaleur seule	8,5	9,4	7,3	8,5	9,2
Usages internes de la branche énergie	16,1	15,8	15,5	16,1	14,7
Pertes de transport et de distribution	4,1	6,4	5,7	6,0	5,7
Consommation brute de la branche énergie	86,8	76,5	61,1	80,1	104,8

Industrie	130,4	136,4	128,9	129,5	127,0
Transport	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
Résidentiel	168,4	174,9	131,3	140,5	155,9
Tertiaire	91,5	96,8	82,6	85,1	89,3
Agriculture	3,2	2,7	2,9	2,6	2,8
Consommation finale énergétique	394,2	411,5	346,5	358,6	375,8
Consommation finale à usage non énergétique	12,9	13,6	13,7	14,2	14,3
Consommation finale	407,1	425,1	360,2	372,8	390,2

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique du gaz naturel, de 2012 à 2016

Données corrigées des variations climatiques
En TWh PCS

	2012	2013	2014	2015	2016
Production de gaz naturel	5,8	3,7	0,2	0,2	0,2
Injections de biométhane	0,006	0,014	0,032	0,082	0,215
Importations	547,4	549,4	519,4	508,9	532,8
Exportations	- 69,3	- 58,3	- 82,1	- 62,9	- 43,1
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	9,9	6,8	- 16,3	6,5	4,8
Total approvisionnement des réseaux	493,8	501,6	421,2	452,9	495,0
Correction climatique	-0,7	-23,0	45,0	25,4	-0,5
Écart statistique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Production d'électricité seule	19,6	14,9	11,7	24,1	46,2
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	38,3	27,1	26,4	28,7	29,0
Production de chaleur seule	8,5	8,8	8,5	9,1	9,2
Usages internes de la branche énergie	16,1	15,8	15,5	16,1	14,7
Pertes de transport et de distribution	4,1	6,1	6,3	6,3	5,7
Consommation brute de la branche énergie	86,6	72,7	68,5	84,3	104,7
Industrie	130,3	134,2	133,1	131,9	126,9
Transport	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
Résidentiel	168,1	163,9	151,7	152,3	155,6
Tertiaire	91,3	90,7	95,4	92,2	89,2
Agriculture	3,2	2,7	2,9	2,6	2,8
Consommation finale énergétique	393,6	392,3	384,0	379,8	375,4
Consommation finale à usage non énergétique	12,9	13,6	13,7	14,2	14,3
Consommation finale	406,5	405,9	397,7	394,0	389,7

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets, de 2012 à 2016

Données réelles

En Mtep

	2012		2013		2014		2015		2016	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets
Production d'énergie primaire	6,72	16,48	7,90	17,88	7,44	16,53	7,17	17,62	7,75	19,37
	Total : 23,2		Total : 25,78		Total : 23,97		Total : 24,8		Total : 27,12	
Importations	0,00	0,42	0,00	0,46	0,00	0,56	0,00	0,61	0,00	0,89
Exportations	0,00	-0,13	0,00	-0,21	0,00	-0,18	0,00	-0,18	0,00	-0,20
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total approvisionnement en énergie primaire	6,72	16,77	7,90	18,13	7,44	16,91	7,17	18,05	7,75	20,07
	Total : 23,49		Total : 26,03		Total : 24,34		Total : 25,23		Total : 27,82	

Écart statistique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Production d'électricité seule	6,72	1,37	7,90	1,37	7,44	1,21	7,17	1,31	7,75	1,56
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,00	1,97	0,00	1,97	0,00	2,20	0,00	2,37	0,00	2,87
Production de chaleur seule	0,00	0,59	0,00	0,68	0,00	0,70	0,00	0,78	0,00	0,92
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,04	0,00	0,04	0,00	0,08	0,00	0,05	0,00	0,07
Consommation brute de la branche énergie	6,72	3,96	7,90	4,06	7,44	4,19	7,17	4,51	7,75	5,44

Industrie	0,00	1,16	0,00	1,40	0,00	1,30	0,00	1,37	0,00	1,52
Transport	0,00	2,66	0,00	2,67	0,00	2,92	0,00	2,95	0,00	3,04
Résidentiel	0,00	8,19	0,00	9,11	0,00	7,59	0,00	8,21	0,00	9,01
Tertiaire	0,00	0,66	0,00	0,73	0,00	0,75	0,00	0,86	0,00	0,90
Agriculture	0,00	0,15	0,00	0,15	0,00	0,15	0,00	0,16	0,00	0,16
Consommation finale énergétique	0,00	12,81	0,00	14,07	0,00	12,72	0,00	13,54	0,00	14,63
Consommation finale à usage non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	0,00	12,81	0,00	14,07	0,00	12,72	0,00	13,54	0,00	14,63

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets, de 2012 à 2016

Données corrigées des variations climatiques

En Mtep

	2012		2013		2014		2015		2016	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets
Production d'énergie primaire	6,72	16,48	7,90	17,88	7,44	16,53	7,17	17,62	7,75	19,37
	Total : 23,2		Total : 25,78		Total : 23,97		Total : 24,8		Total : 27,12	
Importations	0,00	0,42	0,00	0,46	0,00	0,56	0,00	0,61	0,00	0,89
Exportations	0,00	- 0,13	0,00	- 0,21	0,00	- 0,18	0,00	- 0,18	0,00	- 0,20
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total approvisionnement en énergie primaire	6,72	16,77	7,90	18,13	7,44	16,91	7,17	18,05	7,75	20,07
	Total : 23,49		Total : 26,03		Total : 24,34		Total : 25,23		Total : 27,82	

Correction climatique	0,00	- 0,02	- 0,04	- 0,64	0,07	1,26	0,03	0,73	0,00	- 0,02
-----------------------	------	--------	--------	--------	------	------	------	------	------	--------

Écart statistique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Production d'électricité seule	6,71	1,37	7,86	1,37	7,50	1,21	7,21	1,31	7,75	1,56
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,00	1,97	0,00	1,97	0,00	2,20	0,00	2,37	0,00	2,87
Production de chaleur seule	0,00	0,58	0,00	0,64	0,00	0,79	0,00	0,84	0,00	0,92
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,04	0,00	0,04	0,00	0,08	0,00	0,05	0,00	0,07
Consommation brute de la branche énergie	6,71	3,96	7,86	4,02	7,50	4,28	7,21	4,57	7,75	5,44

Industrie	0,00	1,16	0,00	1,40	0,00	1,30	0,00	1,37	0,00	1,52
Transport	0,00	2,66	0,00	2,67	0,00	2,92	0,00	2,95	0,00	3,04
Résidentiel	0,00	8,17	0,00	8,55	0,00	8,70	0,00	8,84	0,00	9,00
Tertiaire	0,00	0,66	0,00	0,70	0,00	0,81	0,00	0,90	0,00	0,90
Agriculture	0,00	0,15	0,00	0,15	0,00	0,15	0,00	0,16	0,00	0,16
Consommation finale énergétique	0,00	12,79	0,00	13,47	0,00	13,89	0,00	14,21	0,00	14,61
Consommation finale à usage non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	0,00	12,79	0,00	13,47	0,00	13,89	0,00	14,21	0,00	14,61

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique de l'électricité, de 2012 à 2016

Données réelles
En TWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Nucléaire	404,9	403,7	415,9	416,8	384,0
Thermique	52,2	49,4	32,8	41,3	54,2
Hydraulique	63,3	75,3	68,3	59,2	64,6
Éolienne	14,9	16,0	17,2	21,2	21,4
Photovoltaïque	4,0	4,7	5,9	7,3	8,2
Autres	0,7	0,8	0,7	0,7	0,6
Total production nette	540,0	550,0	540,7	546,5	532,9
Énergie absorbée par le pompage-turbinage	- 6,8	- 7,1	- 8,0	- 6,9	- 6,7
Importations	12,2	11,7	7,9	10,0	19,9
Exportations	- 56,7	- 60,1	- 75,1	- 74,0	- 61,4
Total approvisionnement des réseaux	488,7	494,4	465,6	475,5	484,7
Écart statistique	0,0	-0,6	0,9	-1,0	-1,3
Branche électricité	4,2	2,3	2,3	2,3	2,3
Branche énergie hors électricité	4,5	4,3	4,3	4,2	4,4
Pertes de transport et de distribution	37,1	38,0	33,8	35,4	36,8
Total branche énergie	45,9	44,0	41,3	40,9	42,2
Industrie	120,0	118,6	117,3	116,4	117,0
Transport	11,0	11,1	10,8	11,0	10,8
Résidentiel	155,2	163,1	146,0	152,3	159,4
Tertiaire	148,2	148,8	142,2	146,2	146,4
Agriculture	8,4	8,7	8,0	8,7	8,8
Consommation finale énergétique	442,8	450,4	424,3	434,7	442,4
Consommation finale à usage non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	442,8	450,4	424,3	434,7	442,4

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique de l'électricité, de 2012 à 2016

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Nucléaire	404,9	403,7	415,9	416,8	384,0
Thermique	52,2	49,4	32,8	41,3	54,2
Hydraulique	63,3	75,3	68,3	59,2	64,6
Éolienne	14,9	16,0	17,2	21,2	21,4
Photovoltaïque	4,0	4,7	5,9	7,3	8,2
Autres	0,7	0,8	0,7	0,7	0,6
Total production nette	540,0	550,0	540,7	546,5	532,9
Énergie absorbée par le pompage-turbinage	- 6,8	- 7,1	- 8,0	- 6,9	- 6,7
Importations	12,2	11,7	7,9	10,0	19,9
Exportations	- 56,7	- 60,1	- 75,1	- 74,0	- 61,4
Total approvisionnement des réseaux	488,7	494,4	465,6	475,5	484,7
Correction climatique	- 0,3	- 8,9	16,9	9,4	- 0,2
Écart statistique	0,0	- 0,6	0,9	- 1,0	- 1,3
Branche électricité	4,2	2,3	2,3	2,3	2,3
Branche énergie hors électricité	4,5	4,3	4,3	4,2	4,4
Pertes de transport et de distribution	37,1	37,0	35,8	36,5	36,8
Total branche énergie	45,9	43,0	43,2	42,0	42,2
Industrie	120,0	118,0	118,5	117,1	117,0
Transport	11,0	11,1	10,8	11,0	10,8
Résidentiel	155,0	157,3	157,0	158,4	159,3
Tertiaire	148,1	147,4	144,9	147,7	146,4
Agriculture	8,4	8,7	8,0	8,7	8,8
Consommation finale énergétique	442,5	442,5	439,3	442,9	442,2
Consommation finale à usage non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	442,5	442,5	439,3	442,9	442,2

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique de la chaleur vendue, de 2012 à 2016

Données réelles

En TWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Production de chaleur (vendue)	44,1	45,0	41,0	44,5	49,7
Écart statistique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Usages internes de la branche énergie	0,0	0,0	0,5	0,7	0,6
Pertes de transport et de distribution	8,3	9,2	7,5	9,4	10,1
Consommation brute de la branche énergie	8,3	9,2	8,0	10,1	10,7
Industrie	14,7	13,4	14,1	13,3	15,9
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel	13,6	14,5	11,6	13,3	14,3
Tertiaire	7,5	8,0	7,1	7,8	8,7
Agriculture	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Consommation finale énergétique	35,8	35,9	33,0	34,4	39,0
Consommation finale à usage non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	35,8	35,9	33,0	34,4	39,0

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

Bilan physique de la chaleur vendue, de 2012 à 2016

Données corrigées des variations climatiques

En TWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Production de chaleur (vendue)	44,1	45,0	41,0	44,5	49,7
Correction climatique	0,0	- 1,4	2,6	1,4	0,0
Écart statistique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Usages internes de la branche énergie	0,0	0,0	0,5	0,7	0,6
Pertes de transport et de distribution	8,3	9,0	7,8	9,6	10,1
Consommation brute de la branche énergie	8,3	9,0	8,3	10,2	10,7
Industrie	14,7	13,4	14,1	13,3	15,9
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel	13,5	13,7	13,1	14,1	14,3
Tertiaire	7,5	7,5	8,0	8,3	8,6
Agriculture	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Consommation finale énergétique	35,8	34,7	35,3	35,7	38,9
Consommation finale à usage non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	35,8	34,7	35,3	35,7	38,9

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

Bilans monétaires par énergie (données réelles)

Bilan monétaire du charbon, de 2012 à 2016

Données réelles
En M€

	2012	2013	2014	2015	2016
Production d'énergie primaire	16	15	13	0	0
Importations	2 368	1 846	1 381	1 246	1 161
Exportations	- 38	- 16	- 34	- 18	- 29
Variations de stocks	- 25	- 15	- 19	- 12	46
Marges de cokéfaction	251	294	313	445	369
Autres marges et écart statistique	8	72	38	3	24
TVA	2	2	1	2	1
TICC	8	8	8	12	11
Total ressources	2 589	2 207	1 701	1 679	1 584
Production d'électricité et de chaleur	774	757	350	428	360
Hauts-fourneaux	1 429	1 130	1 028	969	954
Industrie	261	203	196	180	168
Autres usages énergétiques	27	23	16	17	17
Usages non-énergétiques	98	94	111	85	84
Total emplois	2 589	2 207	1 701	1 679	1 584

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan monétaire de l'électricité, de 2012 à 2016

Données réelles

En M€

	2012	2013	2014	2015	2016
Production et marges	30 153	31 159	30 917	32 972	29 150
Importations	801	668	345	450	922
Exportations	- 2 487	- 2 373	- 2 497	- 2 787	- 1 995
Utilisation du réseau (hors pertes)	11 422	12 005	11 806	12 158	12 479
Taxes	9 638	12 028	12 315	13 531	15 102
Subventions	- 3 600	- 3 888	- 4 339	- 4 779	- 3 913
Total ressources	45 927	49 598	48 547	51 545	51 747

Branche énergie (hors électricité)	373	365	367	363	386
------------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Industrie	8 079	8 324	8 315	8 288	7 706
Transport	902	921	899	914	935
Résidentiel	21 453	23 924	22 922	24 735	26 264
Tertiaire	14 385	15 291	15 226	16 326	15 523
Agriculture	734	773	818	919	933
Consommation finale totale	45 554	49 233	48 180	51 182	51 361

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

Bilans énergétiques dans les DOM

Notes

- DOM : Guadeloupe, Guyane, La Réunion, Martinique, Mayotte.
- EnR électriques : hydraulique (hors pompages), énergies marines, éolien, solaire photovoltaïque.
- EnR thermiques et déchets : Biomasse solide, biogaz, biocarburants, déchets, solaire thermique, géothermie, pompes à chaleur.
- Pétrole brut : inclut également de faibles quantités de condensats (liquides de gaz naturel), d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d'autres produits à distiller.
- Agriculture : inclut également la pêche.
- Industrie : inclut également la construction.
- Données réelles : données non corrigées des variations climatiques.

Bilans physiques, toutes énergies confondues (données réelles)

Bilan énergétique physique 2016, tous DOM confondus

Données réelles

En Ktep

	Charbon	Pétrole brut	Produits raffinés	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Total
Production d'énergie primaire	0	0	0	129	327	0	456
Importations	539	640	2 109	0	0	0	3 288
Exportations	0	0	-64	0	0	0	-64
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 1	- 50	24	0	0	0	- 27
Soutes maritimes internationales	0	0	- 18	0	0	0	- 18
Soutes aériennes internationales	0	0	- 38	0	0	0	- 38
Total approvisionnement/consommation primaire	537	590	2 013	129	327	0	3 596

Production d'électricité et de chaleur	537	0	904	129	261	-680	1 151
Raffinage de pétrole	0	634	- 606	0	0	93	162
Pertes et usages internes de la branche énergie	0	- 45	86	0	0		
Écart statistique	0	1	-83	0	0	0	- 82
Consommation nette de la branche énergie	537	590	301	129	261	-587	1 231

Résidentiel	0	0	57	0	65	264	649
Tertiaire	0	0		0	0	263	
Industrie	0	0	54	0	0	60	1 660
Agriculture	0	0	51	0	0		
Transport	0	0	1 495	0	0		
<i>dont trafic aérien intra-DOM et vers la métropole</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>378</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>378</i>
Consommation finale énergétique	0	0	1 657	0	65	587	2 310
Consommation finale non énergétique	0	0	55	0	0	0	55
Consommation finale	0	0	1 712	0	65	587	2 365

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan énergétique physique 2015, tous DOM confondus

Données réelles

En Ktep

	Charbon	Pétrole brut	Produits raffinés	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Total
Production d'énergie primaire	0	0	0	135	319	0	454
Importations	536	725	2 098	0	0	0	3 359
Exportations	0	0	- 145	0	0	0	- 145
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 19	1	- 17	0	0	0	- 35
Soutes maritimes internationales	0	0	- 20	0	0	0	- 20
Soutes aériennes internationales	0	0	- 36	0	0	0	- 36
Total approvisionnement/consommation primaire	517	726	1 880	135	319	0	3 577

Production d'électricité et de chaleur	517	0	899	135	257	-668	1 140
Raffinage de pétrole	0	784	- 756	0	0	95	169
Pertes et usages internes de la branche énergie	0	- 60	106	0	0		
Écart statistique	0	2	- 48	0	0	0	- 46
Consommation nette de la branche énergie	517	726	201	135	257	- 573	1 263

Résidentiel	0	0	64	0	62	258	640
Tertiaire	0	0		0	0	256	
Industrie	0	0	54	0	0	59	1 625
Agriculture	0	0	50	0	0		
Transport	0	0	1 462	0	0		
<i>dont trafic aérien intra-DOM et vers la métropole</i>	0	0	365	0	0	0	365
Consommation finale énergétique	0	0	1 630	0	62	573	2 265
Consommation finale non énergétique	0	0	49	0	0	0	49
Consommation finale	0	0	1 679	0	62	573	2 314

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan énergétique physique 2014, tous DOM confondus

Données réelles

En Ktep

	Charbon	Pétrole brut	Produits raffinés	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Total
Production d'énergie primaire	0	0	0	129	294	0	423
Importations	539	651	1 918	0	0	0	3 108
Exportations	0	0	-1 50	0	0	0	- 150
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	12	21	47	0	0	0	80
Soutes maritimes internationales	0	0	- 20	0	0	0	- 20
Soutes aériennes internationales	0	0	- 33	0	0	0	- 33
Total approvisionnement/consommation primaire	551	672	1 762	129	294	0	3 408

Production d'électricité et de chaleur	551	0	727	129	234	-659	982
Raffinage de pétrole	0	707	- 692	0	0	95	151
Pertes et usages internes de la branche énergie	0	- 35	76	0	0		
Écart statistique	0	0	27	0	0	0	27
Consommation nette de la branche énergie	551	672	138	129	234	- 564	1 160

Résidentiel	0	0	60	0	59	253	625
Tertiaire	0	0		0	0	253	
Industrie	0	0	44	0	0	59	1 569
Agriculture	0	0	61	0	0		
Transport	0	0	1 405	0	0		
<i>dont trafic aérien intra-DOM et vers la métropole</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>361</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>361</i>
Consommation finale énergétique	0	0	1 570	0	59	564	2 193
Consommation finale non énergétique	0	0	54	0	0	0	54
Consommation finale	0	0	1 624	0	59	564	2 247

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

Bilans physiques par énergie (données réelles)

Bilan physique du charbon de la Guadeloupe, de 2012 à 2016

Données réelles
En Kt

	2012	2013	2014	2015	2016
Importations	284	268	235	202	253
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 6	4	16	4	2
Total approvisionnement	278	272	251	206	256
Écart statistique	0	0	0	0	0
Production d'électricité et de chaleur	278	272	251	206	256
Consommation nette de la branche énergie	278	272	251	206	256

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

Bilan physique du charbon de La Réunion, de 2012 à 2016

Données réelles
En Kt

	2012	2013	2014	2015	2016
Importations	686	678	636	664	617
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	23	1	4	- 35	- 5
Total approvisionnement	710	679	639	629	612
Écart statistique	0	0	0	0	0
Production d'électricité et de chaleur	710	679	639	629	612
Consommation nette de la branche énergie	710	679	639	629	612

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique du pétrole dans les DOM en 2016

Données réelles

En Ktep

	Antilles-Guyane		Mayotte-La Réunion		Tous DOM	
	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné
Production d'énergie primaire	0	0	0	0	0	0
Importations	640	1 112	0	996	640	2 109
Exportations	0	- 64	0	0	0	- 64
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 50	24	0	0	- 50	24
Soutes maritimes internationales	0	- 10	0	- 8	0	- 18
Soutes aériennes internationales	0	- 22	0	- 16	0	- 38
Total approvisionnement/consommation primaire	590	1 041	0	972	590	2 013

Raffinage de pétrole	634	- 606	0	0	634	- 606
Production d'électricité et de chaleur	0	685	0	219	0	904
Usages internes de la branche	- 45	86	0	0	- 45	86
Écart statistique	2	- 83	0	0	2	- 83
Consommation nette de la branche énergie	590	82	0	219	590	301

Industrie	0	24	0	30	0	54
Résidentiel Tertiaire	0	31	0	26	0	57
Agriculture	0	29	0	22	0	51
Transports	0	848	0	647	0	1 495
<i>dont trafic aérien intra-DOM et vers la métropole</i>	0	216	0	162	0	378
Consommation finale énergétique	0	932	0	725	0	1 657
Consommation finale non énergétique	0	28	0	27	0	55
Consommation finale	0	959	0	753	0	1 712

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique du pétrole dans les DOM en 2015

Données réelles

En Ktep

	Antilles-Guyane		Mayotte-La Réunion		Tous DOM	
	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné
Production d'énergie primaire	0	0	0	0	0	0
Importations	725	1 145	0	953	725	2 098
Exportations	0	-1 45	0	0	0	- 145
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	1	- 17	0	0	1	- 17
Soutes maritimes internationales	0	- 10	0	- 10	0	- 20
Soutes aériennes internationales	0	- 19		- 17	0	- 36
Total approvisionnement/consommation primaire	726	954	0	926	726	1 880

Raffinage de pétrole	784	-756	0	0	784	- 756
Production d'électricité et de chaleur	0	701	0	198	0	899
Usages internes de la branche	- 60	106	0	0	- 60	106
Écart statistique	1	- 30	0	- 18	1	- 48
Consommation nette de la branche énergie	726	22	0	180	726	202

Industrie	0	23	0	31	0	54
Résidentiel Tertiaire	0	33	0	31	0	64
Agriculture	0	28	0	22	0	50
Transports	0	825	0	637	0	1 462
<i>dont trafic aérien intra-DOM et vers la métropole</i>	<i>0</i>	<i>208</i>	<i>0</i>	<i>157</i>	<i>0</i>	<i>365</i>
Consommation finale énergétique	0	908	0	721	0	1 629
Consommation finale non énergétique	0	25	0	25	0	49
Consommation finale	0	933	0	746	0	1 679

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique du pétrole dans les DOM en 2014

Données réelles

En Ktep

	Antilles-Guyane		Mayotte-La Réunion		Tous DOM	
	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné
Production d'énergie primaire	0	0	0	0	0	0
Importations	651	1 016	0	902	651	1 918
Exportations	0	- 150	0	0	0	- 150
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	21	8	0	39	21	47
Soutes maritimes internationales	0	- 10	0	- 10	0	- 20
Soutes aériennes internationales	0	- 16	0	- 17	0	- 33
Total approvisionnement/consommation primaire	672	848	0	914	672	1 762

Raffinage de pétrole	707	- 692	0	0	707	- 692
Production d'électricité et de chaleur	0	530	0	197	0	727
Usages internes de la branche	- 35	76	0	0	- 35	76
Écart statistique	0	26	0	0	0	26
Consommation nette de la branche énergie	672	- 60	0	197	672	137

Industrie	0	16	0	27	0	44
Résidentiel Tertiaire	0	33	0	27	0	60
Agriculture	0	39	0	22	0	61
Transports	0	790	0	615	0	1 405
<i>dont trafic aérien intra-DOM et vers la métropole</i>	<i>0</i>	<i>206</i>	<i>0</i>	<i>155</i>	<i>0</i>	<i>361</i>
Consommation finale énergétique	0	878	0	693	0	1 570
Consommation finale non énergétique	0	30	0	25	0	54
Consommation finale	0	907	0	717	0	1 625

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique de l'électricité de la Guadeloupe, de 2012 à 2016

Données réelles

En GWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Hydraulique	14	19	22	21	34
Éolien	52	57	54	53	53
Photovoltaïque	91	99	99	98	90
Géothermie	50	81	75	83	84
Thermique classique	1 610	1 562	1 563	1 591	1 618
Total production brute	1 817	1 818	1 813	1 846	1 879

Consommation de la branche énergie	311	308	305	330	323
Résidentiel	742	745	724	734	754
Tertiaire	701	699	698	693	712
Industrie, transport, agriculture	64	66	86	88	91
Consommation finale	1 507	1 510	1 508	1 515	1 556

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

Bilan physique de l'électricité de la Guyane, de 2012 à 2016

Données réelles

En GWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Hydraulique	556	490	500	493	443
Photovoltaïque	52	44	52	54	54
Thermique classique	266	349	359	377	460
Total production brute	875	883	911	924	956

Consommation de la branche énergie	110	114	135	131	131
Résidentiel	290	300	299	308	320
Tertiaire	450	423	434	442	460
Industrie, transport, agriculture	23	46	43	43	45
Consommation finale	764	769	776	793	825

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique de l'électricité de la Martinique, de 2012 à 2016

Données réelles

En GWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Éolien	2	2	2	2	1
Photovoltaïque	80	74	82	82	78
Thermique classique	1 600	1 591	1 566	1 573	1 594
Total production brute	1 682	1 667	1 650	1 658	1 672
Consommation de la branche énergie	286	265	240	247	234
Résidentiel	606	611	602	610	622
Tertiaire	678	631	675	676	689
Industrie, transport, agriculture	112	160	133	125	128
Consommation finale	1 395	1 402	1 410	1 411	1 438

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

Bilan physique de l'électricité de Mayotte, de 2012 à 2016

Données réelles

En GWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Photovoltaïque	15	17	17	17	17
Thermique classique	264	277	292	308	321
Total production brute	279	293	309	325	338
Consommation de la branche énergie	33	33	37	37	35
Résidentiel	120	137	142	151	159
Tertiaire	47	54	63	69	73
Industrie, transport, agriculture	78	70	66	68	71
Consommation finale	246	261	271	288	303

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

annexes

Bilan physique de l'électricité de La Réunion, de 2012 à 2016

Données réelles

En GWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Hydraulique	495	564	431	496	465
Éolien	17	14	16	16	18
Photovoltaïque	191	225	227	238	248
Thermique classique	2 241	2 138	2 311	2 263	2 333
Total production brute	2 944	2 941	2 984	3 012	3 064
Consommation de la branche énergie	422	391	387	355	356
Résidentiel	1 107	1 145	1 171	1 196	1 219
Tertiaire	1 173	989	1 073	1 100	1 121
Industrie, transport, agriculture	241	416	354	361	368
Consommation finale	2 521	2 550	2 597	2 657	2 709

Source : SDES, bilan énergétique de la France pour 2016

Annexes méthodologiques

ANNEXE 1 : PRINCIPES MÉTHODOLOGIQUES

Le présent bilan de l'énergie comprend un bilan physique et un bilan monétaire, ce dernier étant limité cette année à l'électricité et au charbon. Le bilan physique est réalisé pour la France métropolitaine et chacun des cinq DOM, le bilan monétaire pour la France métropolitaine uniquement.

Le bilan physique prend la forme d'un tableau comptable, ventilant d'une part les approvisionnements et d'autre part les emplois de l'énergie. Les approvisionnements sont :

- la production primaire ;
- les importations, nettes des exportations ;
- les variations de stocks (positives ou négatives) ;
- les soutes maritimes et aériennes internationales, qui apparaissent avec un signe négatif, n'étant pas considérées comme une consommation d'énergie primaire de la France.

Le total des approvisionnements correspond à la consommation primaire. À l'écart statistique près, il est égal à la somme des emplois, qui comprennent :

- les pertes de transformation d'énergie ;
- les pertes de transport, distribution et stockage d'énergie ;
- la consommation propre d'énergie de la branche énergie (hors l'énergie qu'elle transforme) ;
- la consommation finale à usage énergétique ;
- la consommation finale à usage non énergétique.

Plusieurs modifications substantielles ont été apportées à la méthodologie d'élaboration du bilan physique par rapport aux éditions antérieures, afin de l'aligner sur celle recommandée dans le manuel sur les statistiques de l'énergie coédité par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et Eurostat (dont la dernière édition date de 2005). La présentation du bilan, désormais identique à celle de l'AIE, évolue également. Les principales modifications sont les suivantes :

- les soutes aériennes internationales sont désormais déduites, comme les soutes maritimes internationales, de l'approvisionnement ;
- la production de chaleur nucléaire n'est plus assimilée à de l'électricité primaire mais est considérée comme une forme d'énergie spécifique (transformée en électricité avec un rendement de 33 %) ;
- la production d'électricité produite par les stations de transformation par pompage-turbinage (STEP) n'est plus considérée comme une production primaire ;
- la chaleur (vendue) est distinguée des autres énergies, alors que, dans les éditions antérieures, les consommations de combustibles utilisées pour produire cette chaleur étaient considérées comme des consommations finales (réparties entre consommateurs au prorata de leurs volumes d'achat de chaleur) ;
- les flux relatifs aux gaz sidérurgiques dérivés du charbon sont à présent comptabilisés dans les flux du charbon et non plus ceux du gaz ;
- les hauts-fourneaux sont considérés comme faisant partie du secteur de la transformation d'énergie et non plus de l'industrie manufacturière, ce qui entraîne une révision à la baisse importante de la consommation finale de charbon.

- les pouvoirs calorifiques de certains produits ont été réévalués. Celui du pétrole brut a été révisé à la hausse (de 2,2 %) en se fondant sur la teneur énergétique moyenne du brut déclaré par les pays producteurs auprès desquels la France s'approvisionne. Celui du charbon à coke a quant à lui été relevé de 14 % environ. Il était en effet sous-estimé dans les précédentes versions du bilan, n'étant pas distingué de celui du charbon-vapeur.

En revanche, l'énergie tirée des pompes à chaleur par les consommateurs finals reste incluse dans le bilan, par anticipation d'une évolution de la méthodologie de l'AIE et d'Eurostat, qui intégreront cette consommation à partir de leurs bilans portant sur l'année 2017.

L'ensemble des séries diffusées a été révisé en conséquence. La nouvelle série de production de chaleur (vendue) comporte toutefois deux ruptures significatives, affectant aussi les séries de consommation de combustibles à des fins de production d'électricité ou de chaleur :

- avant 2000, seule la production de chaleur des unités d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) est comptabilisée ;
- entre 2000 et 2006, la production de chaleur comprend, outre celle issue des UIOM, toute la chaleur cogénérée (vendue ou non) ;
- à partir de 2007, la production de chaleur comprend la chaleur injectée dans les réseaux de chaleur afin d'être vendue ainsi que la chaleur cogénérée vendue hors réseaux. Le système d'observation actuel ne permet pas d'intégrer la chaleur non cogénérée vendue hors réseaux.

Les méthodes d'élaboration des bilans de l'électricité, du gaz et du charbon ont par ailleurs été améliorées à partir de 2011, pouvant entraîner certaines discontinuités avec les années antérieures.

Le bilan global, celui des énergies renouvelables et des déchets et celui du charbon 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 pétrole, gigawattheure PCS pour le gaz, gigawattheure pour l'électricité et la chaleur).

Un bilan monétaire, exprimé en euros, a en outre été développé pour l'électricité et le charbon à compter de 2011 (au-delà des données traditionnelles sur la facture énergétique extérieure de la France et la dépense énergétique des ménages), l'objectif étant de le compléter pour l'ensemble des énergies lors de la prochaine édition. Ce bilan est établi en cohérence avec le bilan physique et prend la forme, comme ce dernier, d'un équilibre ressources-emplois. Les ressources monétaires comprennent :

- la production et les marges de transport, distribution et commercialisation ;
- les importations, nettes des exportations ;
- les variations de stocks ;
- les taxes, nettes des subventions.

À l'écart statistique près, ces ressources sont égales à la somme des emplois, *i.e.* des consommations des différents secteurs (à usage énergétique ou non).

ANNEXE 2 : DÉFINITIONS

Chaleur : transfert thermique, au sens physique du terme. Les flux de chaleur considérés dans le présent bilan sont toutefois restreints aux quantités de chaleur vendues (lorsqu'un acteur met en œuvre une combustion pour en utiliser lui-même la chaleur, les flux correspondants sont reportés dans le bilan du combustible brûlé, pas dans celui de la chaleur). La **chaleur primaire**, d'origine géothermique, aérothermique ou solaire, s'oppose à la **chaleur secondaire** obtenue en brûlant des combustibles tels que le charbon, le gaz naturel, le pétrole, la biomasse et les déchets.

Combustible : toute substance pouvant être brûlée pour produire de la chaleur, par réaction du carbone et de l'hydrogène contenus dans la substance combustible avec l'oxygène.

Charbon : sous sa forme primaire, combustible fossile qui revêt généralement l'aspect physique d'un roc brun ou noir et qui est constitué de matière végétale carbonisée. On distingue le lignite, le charbon sous-bitumineux et la houille, classés par pouvoir calorifique croissant. La houille pouvant être transformée en coke est dénommée « charbon à coke », par opposition au « charbon-vapeur » utilisé pour produire de la chaleur sous forme de vapeur (elle-même pouvant être éventuellement transformée en électricité). Dans le présent bilan, le terme de charbon couvre aussi les **produits secondaires**, tels que les agglomérés, les briquettes, le coke de cokerie, le goudron de houille mais aussi les gaz sidérurgiques (gaz de cokerie, de haut-fourneau et de convertisseur à l'oxygène).

Consommation finale énergétique : consommation d'énergie à toutes fins autres que la transformation, le transport, la distribution et le stockage d'énergie et hors utilisation comme matière première ou pour certaines propriétés physiques (voir **consommation finale non énergétique**).

Consommation finale non énergétique : consommation de combustibles à d'autres fins que la production de chaleur, soit comme matières premières (par exemple pour la fabrication de plastique), soit en vue d'exploiter certaines de leurs propriétés physiques (comme, par exemple, les lubrifiants, le bitume ou les solvants).

Déchets : combustibles composés de matériaux divers issus des déchets urbains (dont la moitié est supposée renouvelable) et industriels (considérés en totalité comme non renouvelables).

Électricité : vecteur d'énergie ayant de multiples usages. L'électricité peut être produite à partir de diverses sources primaires (nucléaire, combustibles fossiles ou renouvelables, géothermie, hydraulique, énergie éolienne, photovoltaïque etc.). La **production brute d'électricité** est mesurée aux bornes des groupes des centrales et comprend par conséquent la consommation des services auxiliaires et les pertes dans les transformateurs des centrales, par opposition à la **production nette d'électricité**, mesurée à la sortie des centrales.

Énergie primaire : énergie non transformée, i.e. 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). Par convention, l'énergie primaire d'origine hydraulique, éolienne, marémotrice et solaire photovoltaïque est comptabilisée à hauteur de la production d'électricité correspondante. La **consommation d'énergie primaire** est la somme de la consommation finale, des pertes et de la consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie.

Énergie renouvelable : énergie dérivée de processus naturels en perpétuel renouvellement, notamment l'énergie générée par le soleil, le vent, la chaleur terrestre, l'eau des fleuves, des lacs, des mers et des océans, la biomasse solide (bois et déchets d'origine biologique), le biogaz et les biocarburants liquides.

Énergie secondaire : énergie obtenue par la transformation d'une énergie primaire ou d'une autre énergie secondaire (production d'électricité à partir de gaz, de coke à partir de charbon à coke, de produits pétroliers à partir de pétrole brut etc.).

Gaz naturel : il est extrait de réserves naturelles souterraines et se compose principalement de méthane (CH₄).

Nucléaire : énergie dégagée, sous forme de chaleur, par la fission de noyaux d'uranium dans des réacteurs. Cette énergie, considérée comme primaire, est transformée secondairement en électricité (avec un rendement fixé conventionnellement à 33 %).

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 (pétrole brut) que secondaires (raffinés).

Pouvoir calorifique : quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible. On oppose le *pouvoir calorifique supérieur* (PCS), qui désigne le dégagement maximal théorique de chaleur lors de la combustion, y compris la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite, au *pouvoir calorifique inférieur* (PCI), qui exclut cette chaleur de condensation.

Soutes maritimes ou aériennes internationales : quantités de pétrole utilisées comme combustibles par les navires ou les avions à des fins de transport international.

Taux d'indépendance énergétique : rapport entre la production et la consommation d'énergie primaire.

ANNEXE 3 : ÉQUIVALENCES ÉNERGÉTIQUES

Les équivalences énergétiques utilisées sont celles que recommandent les organisations internationales (Agence internationale de l'énergie, Eurostat). Le tableau ci-après précise les coefficients d'équivalence entre unités propres, gigajoules (GJ) et tonnes équivalent pétrole (tep). Ces coefficients sont systématiquement utilisés dans les publications officielles françaises.

Le coefficient de conversion pour le gaz repose sur une hypothèse d'écart de 10 % entre PCS et PCI. Pour les autres combustibles, les écarts entre PCS et PCI sont de l'ordre de :

- 9 % pour le gaz de pétrole liquéfié ;
- 7-8 % pour les autres produits pétroliers ;
- 2-5 % pour les combustibles solides.

Énergie	Unité propre	gigajoules (GJ) (PCI)	tep (PCI)
Charbon			
Charbon-vapeur	1 t	26	0,619
Charbon à coke	1 t	29,5	0,705
Coke de cokerie	1 t	28	0,667
Agglomérés et briquettes de lignite	1 t	32	0,762
Lignite et produits de récupération	1 t	17	0,405
Anthracite	1 t	32,3	0,772
Goudron de houille	1 t	38	0,905
Pétrole brut et produits pétroliers			
Produits primaires et autres produits à distiller			
Pétrole brut	1 t	42,78	1,0218
Liquides de gaz naturels	1 t	42	1,0032
Produits d'alimentation des raffineries	1 t	41,86	0,9997
Additifs oxygénés	1 t	25,12	0,6
Produits raffinés			
Gazole, fioul domestique	1 t	42,6	1,0175
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1 t	46	1,0987
Essence moteur	1 t	44	1,0509
Kérosène	1 t	43	1,027
Fioul lourd	1 t	40	0,9554
Coke de pétrole	1 t	32	0,7643
Naphta	1 t	44	1,0509
Lubrifiants	1 t	42	1,0032
White spirit	1 t	43,6	1,0414
Bitumes	1 t	39	0,9315
Électricité	1 MWh	3,6	0,086
Bois	1 stère	6,17	0,147
Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	3,24	0,077

ANNEXE 4 : MÉTHODE DE CORRECTION DES VARIATIONS CLIMATIQUES

La consommation d'énergie, dont une part importante est dédiée au chauffage, est sensible aux températures extérieures. Afin de permettre des comparaisons dans le temps à climat constant, des statistiques de consommation « corrigée des variations climatiques » (CVC) sont présentées dans le présent bilan. On ne corrige aujourd'hui que la consommation pour le chauffage en période de froid, pas celle liée aux besoins de climatisation et de ventilation en été.

L'indicateur de climat usuellement utilisé pour corriger des besoins de chauffage est le nombre de « degrés-jours unifiés ». Il est fondé sur la comparaison, pour chaque jour de l'année, de la température observée avec un seuil, fixé à 17 °C. La température prise en compte est la moyenne des extrema 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 $T < 17$ °C, à 0 sinon. La 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, donne ensuite le nombre annuel de degrés-jours (noté DJU dans la suite). 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.

La consommation CVC est, par définition, celle qui aurait été constatée si le nombre de degrés-jours avait été égal à la moyenne de ceux observés sur une période de référence donnée. Cette moyenne (notée DJU₀ dans la suite) s'établit à 1 966 degrés-jours sur la période de référence choisie pour le bilan 2016, couvrant les années 1986 à 2015. La série des DJU est présentée dans la partie 4 du bilan.

La méthode de correction a été révisée pour la présente édition du bilan. Une innovation importante réside dans l'extension de la correction à la consommation du secteur de la transformation d'énergie, permettant de corriger la totalité de la consommation primaire, alors que seule la consommation finale l'était jusqu'à présent. Pour chaque secteur et chaque forme d'énergie, l'écart entre la consommation CVC et la consommation réelle ($C_{\text{réelle}}$) est supposé dépendre linéairement du nombre de degrés-jours, à travers un coefficient de thermosensibilité b :

$$C_{\text{CVC}} = C_{\text{réelle}} - b \cdot (\text{DJU} - \text{DJU}_0)$$

La détermination du jeu de coefficients b sur la période 1990-2016 repose sur la combinaison d'estimations économétriques sur données mensuelles et annuelles. Plus précisément, les coefficients relatifs aux consommations totales d'électricité, de

gaz, de produits pétroliers, aux consommations des centrales électriques en gaz et charbon, à la consommation des centrales cogènes en gaz et aux pertes électriques sont estimés sur séries temporelles mensuelles sur des périodes de cinq ans glissantes (le coefficient de l'année N étant ainsi obtenu par estimation sur la période de l'année $N-2$ à $N+2$ incluses) et supposés constants entre 2015 et 2016. Les régressions incluent comme variables de contrôle, lorsqu'elles s'avèrent pertinentes, les nombres de jours totaux et ouvrés, des indicatrices mensuelles, une tendance, les prix des énergies concernées, l'indice de production industrielle et, pour celles relatives à l'électricité, le coefficient de disponibilité nucléaire. Les séries de coefficients ainsi obtenus sont lissées à l'aide du filtre Hodrick-Prescott. La sensibilité au nombre de degrés-jours des consommations d'électricité, de gaz et de produits pétroliers est ensuite ventilée par secteur (industrie, résidentiel, tertiaire) à partir d'estimations sur données annuelles sur la période 1990-2015. La thermosensibilité de la consommation de gaz du résidentiel et du tertiaire est toutefois, par exception, ventilée entre ces deux secteurs au prorata de leurs consommations respectives, faute d'estimations séparées satisfaisantes. La thermosensibilité des pertes sur le réseau de gaz est supposée proportionnelle à celle de la consommation totale de gaz. La thermosensibilité de la consommation de chaleur (vendue) est estimée à partir d'une estimation sur données annuelles ; elle est supposée constante depuis 2000 et nulle avant (la consommation de chaleur figurant dans les statistiques du bilan étant très faible avant 2000) et est ventilée depuis 2011 entre résidentiel et tertiaire au prorata de leurs consommations respectives. La thermosensibilité des pertes de distribution sur les réseaux de chaleur est supposée proportionnelle aux quantités livrées. La thermosensibilité de la consommation d'énergies renouvelables et de déchets des centrales cogènes est supposée proportionnelle au niveau corrigé des variations climatiques de cette consommation depuis 2005 (première année d'observation) et calée en moyenne sur la période 2005-2015 sur le résultat d'une estimation économétrique. Il est en outre supposé que 70 % de la consommation finale de biomasse solide et de celle tirée des pompes à chaleur est proportionnelle au nombre de degrés-jours, ce qui correspond à la méthode mise en œuvre dans les éditions précédentes du bilan. Le coefficient relatif à la consommation primaire totale s'obtient enfin en additionnant ceux relatifs aux consommations totales de gaz, pétrole, charbon, énergies renouvelables, déchets et électricité et en retranchant ceux relatifs aux consommations de gaz et charbon pour produire de l'électricité multipliés par les rendements moyens correspondants de ces productions (il n'est pas identifié de thermosensibilité statistiquement significative de la production nucléaire). Le tableau suivant comprend l'ensemble des coefficients de thermosensibilité utilisés (ils sont supposés nuls pour les couples de secteurs et de formes d'énergie ne figurant pas dans le tableau).

annexes

Coefficients de thermosensibilité estimés

En Ktep/DJU

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Charbon	Résidentiel	0,6	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Transformation	3,4	3,4	3,4	3,3	3,0	2,9	2,7	2,7	2,7	2,6	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
Produits pétroliers	Industrie	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
	Résidentiel	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,1	3,0	2,7	2,4	2,2	2,0	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,5	1,5
	Tertiaire	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
Gaz	Industrie	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	Résidentiel	2,2	2,2	2,3	2,3	2,5	2,5	2,6	2,7	2,6	2,7	3,9	4,1	4,4	4,4	4,6	4,7	4,9	4,7	4,9	4,7	4,7	4,5	4,4	4,4	4,5	4,4	4,5	4,6
	Tertiaire	2,1	2,0	2,0	2,2	2,2	2,4	2,5	2,4	2,5	2,5	1,4	1,5	1,4	1,7	1,7	1,8	1,7	1,9	1,7	2,0	2,2	2,3	2,4	2,5	2,7	2,7	2,6	
	Transformation	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
	Pertes	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ENR et déchets	Résidentiel	3,0	3,1	3,2	3,1	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	
	Tertiaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	
	Transformation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	
Électricité	Industrie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Résidentiel	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,5	1,6	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	
	Tertiaire	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
	Pertes sur le réseau	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
Chaleur	Résidentiel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	
	Tertiaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
	Non affecté	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Pertes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Toutes énergies	Consommation finale	14,9	15,0	15,2	15,4	15,5	15,6	15,7	15,4	15,0	14,5	14,7	14,6	14,8	15,0	15,4	15,7	15,9	16,2	16,5	16,9	17,2	17,5	17,6	17,7	17,7	17,6	17,7	
	Consommation primaire	18,0	18,2	18,3	18,4	18,6	18,6	18,4	17,9	17,3	16,8	16,6	16,6	16,7	17,0	17,4	17,6	18,0	18,3	18,9	19,3	19,7	19,9	20,0	20,1	20,1	20,0	20,1	

Source : SDES

Toutes énergies confondues, un écart de 10 % par rapport au nombre de degrés-jours de référence (soit de 197 degrés-jours) entraînerait aujourd'hui une variation de la consommation

annuelle finale (resp. primaire) de 3,5 Mtep (resp. 3,9 Mtep), ce qui représente 2,3 % (resp. 1,6 %) de la consommation observée en 2016.

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
CFBP	Comité français du butane et du propane
Citepa	Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique
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
EnR	énergie renouvelable
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
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
n.d.	non disponible
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
Rica	Réseau d'information comptable agricole
RTE	Réseau de transport d'électricité
SEI	systèmes énergétiques insulaires
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 %
TCAM	taux de croissance annuel moyen
TICPE	taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
TIGF	Transport et infrastructures gaz France
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 statistiques nationales majeures dans le domaine de l'énergie. D'autres sont disponibles sur le site du Service de la donnée et des études statistiques, rubrique « Énergies et Climat » (www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie-climat/966.html). Elles comprennent des publications annuelles, des publications conjoncturelles (*i.e.* infra-annuelles) ainsi que des publications ponctuelles.

Publications annuelles

- « Bilan énergétique de la France métropolitaine – données provisoires », Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2016, parue en mai 2017 ;
- « L'activité de la pétrochimie en France métropolitaine », Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2016, parue en juillet 2017 ;
- « Les énergies renouvelables en France – suivi de la directive 2009/28/CE », Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2016, parue en septembre 2017 ;
- « Les ventes de produits pétroliers (France métropolitaine) », Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2016, parue en novembre 2017 ;
- « Les prix du gaz et de l'électricité dans l'Union européenne », Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2016, parue en décembre 2017 ;
- « Les émissions de CO₂ en France et dans le monde », Datalab Essentiel, édition relative aux données 2016 à paraître début 2018 ;
- « Chiffres clés de l'énergie », Datalab (format A6), dernière édition parue en février 2017 ;
- « Chiffres clés des énergies renouvelables », Datalab (format A6), dernière édition parue en février 2017 ;
- « Chiffres clés du climat », Datalab (format A6), dernière édition parue en novembre 2017.

Publications conjoncturelles

- la note de conjoncture énergétique, qui paraît à un rythme trimestriel dans la collection Datalab Essentiel ;
- quatre tableaux de bord trimestriels, relatifs respectivement à l'éolien, au photovoltaïque, au biogaz utilisé pour la production d'électricité et au biométhane injecté. Ils paraissent deux mois après la fin du trimestre considéré dans la collection St@tinfo.

Publications ponctuelles parues en 2017

- « Les ménages et la consommation d'énergie », Théma analyse n°1, mars 2017.
- « Les travaux de rénovation thermique : des gisements importants chez les ménages en précarité énergétique », Datalab Essentiel n°105, mai 2017.
- « L'efficacité énergétique en France – évolution entre 2000 et 2016 et comparaison internationale », Datalab Essentiel n°113, juillet 2017.
- « Les produits pétroliers, principale énergie dans le secteur de la construction », Datalab Essentiel n°116, juillet 2017.
- « Bilan physique et monétaire de l'électricité », Datalab n°24, septembre 2017.

Par ailleurs, la direction générale de l'énergie et du climat publie chaque année un « Panorama énergies – air - climat » ainsi que d'autres informations sur l'énergie, de nature statistique ou non, sur le site du ministère de la transition écologique et solidaire (www.ecologique-solidaire.gouv.fr).

SOURCES

Ce bilan énergétique de la France pour 2016 a été élaboré par le Service de la donnée et des études statistiques (SDES) avec, en particulier, l'aide ou les données des organismes suivants :

Ademe	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie www.ademe.fr
AIE	Agence internationale de l'énergie www.iea.org
Ceren	Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie www.ceren.fr
CFBP	Comité français du butane et du propane www.cfbp.fr
Citepa	Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique www.citepa.org
CPDP	Comité professionnel du pétrole www.cpdp.org
CRE	Commission de régulation de l'énergie www.cre.fr
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat www.ecologique-solidaire.gouv.fr/politiques/energies
Douanes (DGDDI)	Direction générale des douanes et droits indirects www.douane.gouv.fr
EDF	Électricité de France www.edf.fr
Électricité de Mayotte	www.electricitedemayotte.com
Enedis	www.enedis.fr
Engie	www.engie.fr

annexes

Epex	European Power Exchange www.epexspot.com/fr/epex_spot_se
Eurostat	Office statistique de l'Union européenne epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/
FFA	Fédération française de l'acier www.acier.org
GRTgaz	www.grtgaz.com
Insee	Institut national de la statistique et des études économiques www.insee.fr
Ministère de la Défense	www.defense.gouv.fr
Observ'ER	Observatoire des énergies renouvelables www.energies-renouvelables.org
RTE	Réseau de transport d'électricité www.rte-france.com
SNCU/Fedene	Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine www.fedene.fr
Snet	Société nationale d'électricité thermique www.eon-france.com
SSP	Service de la statistique et de la prospective (Ministère de l'agriculture et de l'alimentation) agreste.agriculture.gouv.fr
TIGF	Transport et infrastructures gaz France www.tigf.fr
Uniper France	www.uniper-energy.fr

Conditions générales d'utilisation

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans le présent ouvrage, faite sans l'autorisation de l'éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (3, rue Hautefeuille – 75006 Paris), est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées (loi du 1^{er} juillet 1992 – art. L.122-4 et L.122-5 et Code pénal art. 425).

Dépôt légal : mars 2018

ISSN : 2555-7580 (imprimé)
2557-8138 (en ligne)

Impression : Bialec, Nancy (France), utilisant du papier issu de forêts durablement gérées.

Directeur de la publication : Sylvain Moreau

Rédactrice en chef : Anne Bottin

Coordination éditoriale : Romain Huck, Céline Carrière

Maquettage et réalisation : Chromatiques, Paris



Même s'il reste à un niveau historiquement élevé, le taux d'indépendance énergétique de la France métropolitaine baisse de deux points en 2016. En effet, la production primaire baisse de 4,8 % en raison d'arrêts prolongés de centrales nucléaires, tandis que la consommation primaire décroît plus modérément de 1,6 %. Compte tenu des températures moins douces en 2016 qu'en 2015, la baisse de la consommation primaire corrigée des variations climatiques atteint même 3,2 %. Elle trouve son origine à la fois dans la diminution des pertes de transformation (liée à celle de la production nucléaire) et dans celle de la consommation finale. Ainsi, si la consommation se stabilise dans les transports, elle baisse légèrement dans le résidentiel et, de manière plus marquée, dans l'industrie et le tertiaire à climat constant. La facture énergétique des ménages, malgré la hausse de leur consommation réelle, reste stable grâce à la baisse des prix du gaz et des produits pétroliers et au ralentissement de celui de l'électricité. La consommation d'énergie primaire des départements d'outre-mer (DOM) s'élève à 3,6 Mtep, en hausse de 0,5 %.

Bilan énergétique de la France pour 2016



Commissariat général au développement durable

Service de la donnée et des études statistiques
Sous-direction des statistiques de l'énergie
Tour Séquoia
92055 La Défense cedex
Courriel : diffusion.sdes.cgdd@developpement-durable.gouv.fr