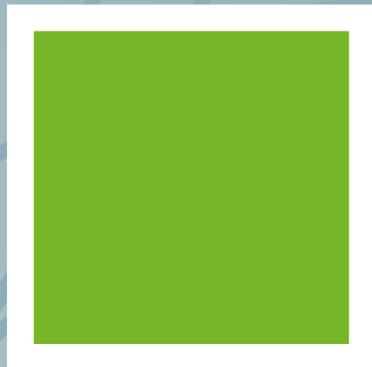
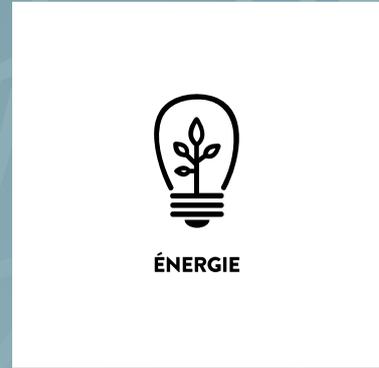


D

A



T

A

L

A

B

Commissariat général au développement durable

Bilan énergétique de la France pour 2017

FÉVRIER 2019

sommaire

Bilan énergétique de la France pour 2017

- 4 - Avant-propos
- 5 - Les prix de l'énergie
- 23 - L'approvisionnement énergétique de la France
- 41 - Transformation, transport et distribution d'énergie en France
- 59 - La consommation d'énergie par forme d'énergie en France
- 83 - La consommation d'énergie par secteur ou usage en France
- 101 - Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie
- 105 - Bilan énergétique dans les départements d'outre-mer
- 114 - Données clés
- 117 - Annexes

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

*Chiffres arrêtés au 30 novembre 2018.
L'arrondi de la somme n'est pas toujours égal à la somme des arrondis.*

contributeurs

FXD

François-Xavier **Dussud**
Coordinateur

OR

Olivier **Ribon**
Coordinateur
olivier.ribon@developpement-durable.gouv.fr

SB

Simon **Beck**
Coordinateur
simon.beck@developpement-durable.gouv.fr

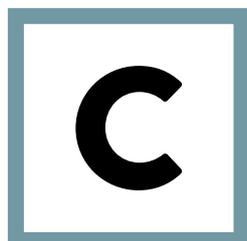
NR

Nicolas **Riedinger**
Coordinateur
nicolas.riedinger@developpement-durable.gouv.fr

Rédacteurs du SDES

Mathieu Baudry, Simon Beck,
Kévin Chaput, Yves Coltier,
François-Xavier Dussud, Alexis Foussard,
Jean Lauverjat, Pascal Lévy,
Élodie Martial, Évelyne Misak,
David Mombel, Corentin Plouhinec,
Olivier Ribon, Nicolas Riedinger

avant-propos



ette édition du bilan énergétique de la France, qui existe depuis 1982, marque l'aboutissement de sa refonte. Le bilan physique, parfaitement conforme depuis l'an dernier aux recommandations de l'Agence internationale de l'énergie et d'Eurostat, est pour la première fois complété par un bilan monétaire complet. Ce dernier fournit notamment une dépense nationale en énergie, qui, d'une part, est ventilée par secteur consommateur et, d'autre part, est décomposée suivant ses bénéficiaires (importateurs, producteurs nationaux ou administrations publiques via la fiscalité). Par ailleurs, le champ géographique du bilan national inclut désormais les départements d'outre-mer.

— **Sylvain Moreau**

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

partie 1

Les prix de l'énergie

— Les ménages paient en moyenne l'énergie 6 % plus cher en 2017 qu'en 2016. La hausse atteint 9 % pour les carburants. Elle est tirée par la remontée des cours du pétrole et, dans une moindre mesure, la hausse de la fiscalité. À l'inverse, les prix du gaz et de l'électricité pour les ménages n'augmentent que très modérément. Les évolutions de prix pour les entreprises sont encore davantage contrastées que pour les ménages. Les prix du fioul lourd et du charbon augmentent dans des proportions très fortes, tandis que ceux de l'électricité et du gaz continuent à baisser dans l'industrie.



1.1 Des évolutions contrastées des prix entre formes d'énergie

Dans un contexte d'inflation toujours modérée (+ 1,0 %), les ménages paient en moyenne l'énergie 6 % plus cher en 2017 qu'en 2016 (*figure 1.1.1*). La hausse atteint 9 % pour les carburants. Elle est tirée par la remontée des cours du pétrole et, dans une moindre mesure, la hausse de la fiscalité (*cf. 1.3*). En ce qui concerne l'énergie du logement, les évolutions sont contrastées suivant la forme d'énergie utilisée. Les ménages chauffés au fioul pâtissent de la forte hausse de son prix. À l'inverse, les prix du gaz et de l'électricité n'augmentent que très modérément, à un rythme inférieur à l'inflation (*cf. 1.4 et 1.7*).

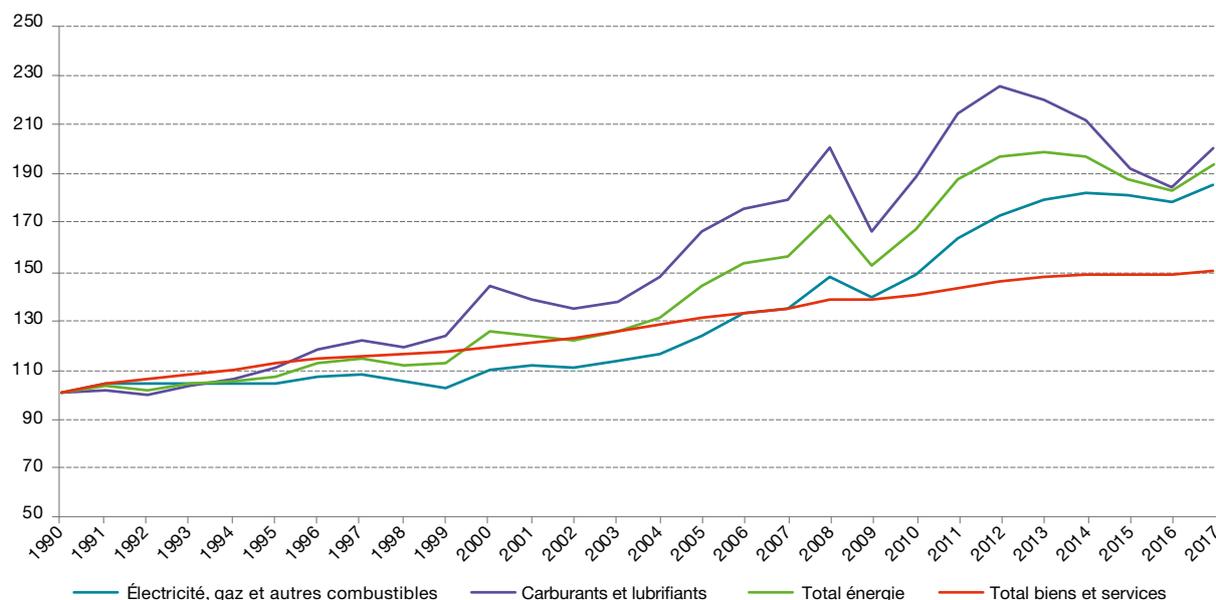
Sur longue période, l'énergie reste un bien plus onéreux que par le passé pour les ménages. Son prix a augmenté de 2,5 % par an en moyenne depuis 1990, en euros courants, alors que l'inflation générale annuelle ne s'est élevée qu'à

1,5 % sur la période. Les prix, d'une part des carburants et d'autre part de l'énergie du logement, ont crû dans des proportions globalement proches entre 1990 et 2016, mais avec des évolutions contrastées entre différentes sous-périodes. Longtemps stable, le prix de l'énergie du logement a fortement augmenté depuis le milieu des années 2000. En revanche, celui des carburants et lubrifiants a atteint un pic en 2012 après deux décennies de croissance soutenue et a, depuis cette date, globalement baissé de 11 %.

Les évolutions de prix pour les entreprises en 2017 sont encore davantage contrastées que pour les ménages. Les prix des produits pétroliers et du charbon augmentent dans des proportions très fortes, tandis que ceux de l'électricité et du gaz continuent à baisser, particulièrement dans l'industrie.

Figure 1.1.1 : prix à la consommation

Base 100 en 1990



Source : Insee

1.2 Le prix du charbon augmente fortement après plusieurs années de baisse

1.2.1 PRIX DE GROS DU CHARBON

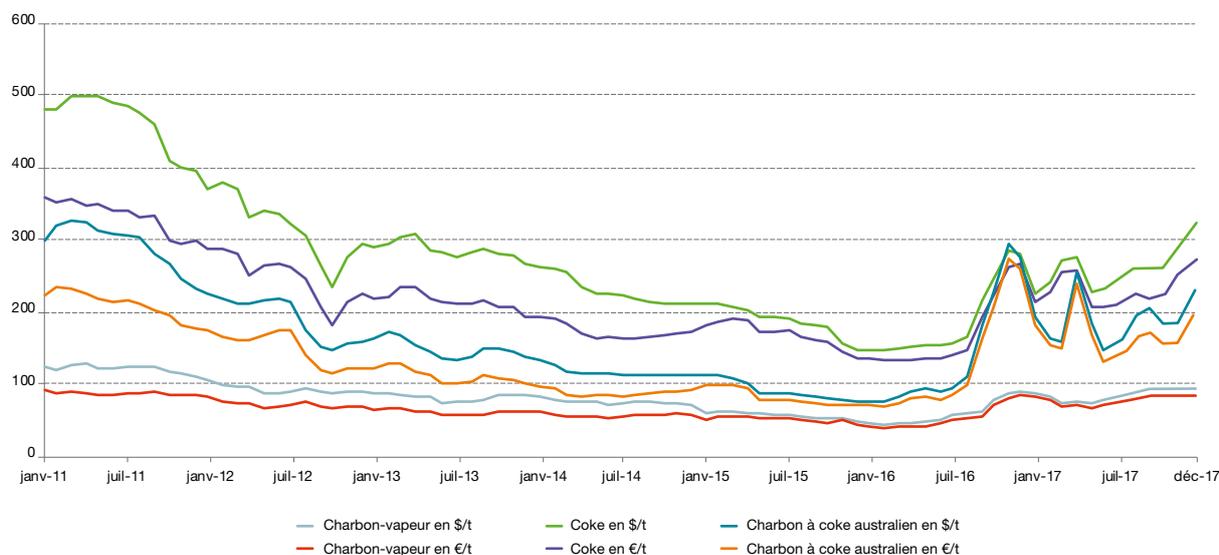
Comme les autres produits énergétiques, le charbon fait l'objet d'échanges internationaux, soit de gré à gré, soit sur des marchés organisés, au comptant ou à terme. Deux marchés doivent être distingués : celui du charbon-vapeur et celui du charbon à coke. Le premier, aux exigences de qualité moindre 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 celle-ci et 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 fin 2017.

Ce rebond semble avoir été déclenché principalement par la diminution de la production chinoise à la suite de 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 avait atteint un maximum en mars 2011, à 327 \$/t, dans un 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. La reprise de la demande en 2017, notamment des importations chinoises, a confirmé cette hausse.

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

partie 1 : les prix de l'énergie

Fin 2017, le charbon à coke s'échangeait ainsi à près de 200 \$ la tonne, après un pic au mois d'avril dû à de nouvelles destructions dans les infrastructures minières du Queensland du fait du cyclone Debbie.

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.

Le charbon est principalement importé sous forme primaire en France et son prix moyen s'est élevé à 132 €/t en 2017 (*figure 1.2.1.2*). Il augmente fortement sur un an (+ 51 %), répercutant le rebond des prix spot sur les marchés internationaux ces deux dernières années, après une année 2016 stable. Des quantités moindres de charbon dérivé, essentiellement du coke, ont été importées à un prix plus élevé (251 €/t), également en forte augmentation sur un an (+ 25 %). Les prix à l'importation reviennent ainsi à des niveaux observés en 2012. 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 du charbon dérivé à l'importation et à l'exportation

En €/t

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Importations	138	134	101	96	92	87	132
Charbon primaire	127	128	97	91	87	83	128
Charbon dérivé	318	269	218	205	215	201	251
Exportations	189	151	75	101	100	80	170
Charbon primaire	113	133	70	78	84	57	171
Charbon dérivé	302	196	166	214	194	158	162

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 172 €/t en moyenne en 2017, en forte hausse de 71 % sur un an. Ce prix retrouve ainsi quasiment son niveau de 2012 (*figure 1.2.2.1*). Il est, de manière générale, supérieur au prix moyen du charbon primaire importé en France, ce qui s'explique par le fait que 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 84 €/t en moyenne en 2017, contre 70 €/t en 2016. Les prix pour les autres consommateurs (industrie hors sidérurgie, résidentiel et tertiaire) se sont élevés en moyenne à respectivement 125 €/t (en hausse de 14 % sur un an) et 258 €/t (en hausse de 28 % 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 du charbon dérivé par secteur

En €/t

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Consommation filière fonte	235	212	156	132	129	125	192
Charbon primaire	194	180	129	110	104	101	172
Charbon dérivé	268	239	179	152	151	146	210
Énergie (hors filière fonte)	89	88	76	73	70	70	84
Charbon primaire	89	88	76	73	70	70	84
Consommation finale totale	173	160	151	145	130	128	154
Charbon primaire	137	126	117	112	104	109	125
Charbon dérivé	320	274	264	232	218	202	258

Source : calculs SDES

1.3 Les prix du pétrole brut et raffiné rebondissent en 2017

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 ainsi 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 légèrement replié au premier semestre 2017, le prix du *Brent* a sensiblement augmenté au second (figure 1.3.1.1). L'action concertée de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) et de ses partenaires pour plafonner leur production ainsi que la reprise économique

mondiale ont, en effet, soutenu les cours. En moyenne sur l'année 2017, le prix du *Brent* s'établit à 54 \$ le baril, au-dessus de son niveau de 2016 (44 \$), mais encore loin de ses sommets du début des années 2010. La tendance haussière se poursuit en 2018, stimulée notamment par la poursuite de l'accord des pays de l'Opep et le retrait des États-Unis de l'accord sur le programme nucléaire iranien.

Le prix du brut importé par les raffineurs français est proche du cours moyen du *Brent* daté (figure 1.3.1.2). Il s'est ainsi élevé en moyenne à 357 €/tep en 2017 (soit 56 \$ le baril), en hausse de 22 % sur un an.

Figure 1.3.1.2 : prix moyen à l'import du pétrole brut*

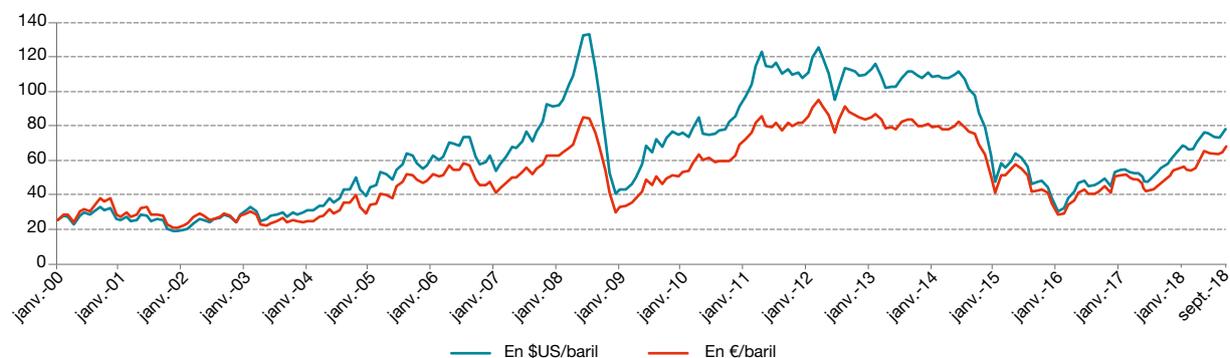
En euros par tep

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Importations	588	639	607	551	355	291	357

* Y compris des 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 ; DGDDI ; LyondellBasell ; SARA

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 ; DGEC

1.3.2 PRIX DES PRODUITS PÉTROLIERS 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 2017, la France a importé des produits raffinés à un prix moyen de 454 €/tep (*figure 1.3.2.1*). Ce prix reflète principalement celui des importations de gazole et fioul domestique (453 €/tep), majoritaires dans les achats français de produits raffinés et, dans une moindre mesure, celui des importations de kérosène (461 €/tep). Le prix moyen des exportations françaises s'est élevé, quant à lui, à 542 € par tep pour l'ensemble des produits raffinés (634 €/tep pour les produits non énergétiques ; 467 €/tep pour les supercarburants). Les prix des produits raffinés suivent en tendance ceux du pétrole brut (*cf. supra*), mais dépendent aussi de facteurs spécifiques. Ils remontent en 2017 après avoir très fortement baissé entre 2012 et 2016 dans le sillage du pétrole brut, tant à l'importation qu'à l'exportation.

1.3.3 PRIX À LA CONSOMMATION

Les prix à la consommation des produits pétroliers rebondissent en 2017, du fait d'une part de la hausse des prix à la production et d'autre part de la poursuite de l'augmentation de la taxation du CO₂ (*figure 1.3.3.1*). Le prix moyen à la consommation du gazole s'élève à 1,23 €/l en 2017 (hors régimes fiscaux dérogatoires). Il reste inférieur à ceux du supercarburant sans plomb 98 (SP98, 1,44 €/l), du supercarburant sans plomb 95 (SP95, 1,38 €/l) et du supercarburant sans plomb 95 comprenant entre 5 et 10 % de bioéthanol (SP95-E10, 1,35 €/l). Ces écarts tendent toutefois à se réduire depuis 2015, en raison de l'alignement progressif de la fiscalité du gazole sur celle de l'essence. Les combustibles, qu'ils soient à usage résidentiel (fioul domestique) ou industriel (fioul lourd), sont, de manière générale, moins taxés que les carburants. Ainsi, le fioul domestique présente un prix hors toutes taxes légèrement supérieur à celui du gazole, mais un prix toutes taxes comprises sensiblement inférieur.

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

En euros par tep

	2013	2014	2015	2016	2017
Importations	683	623	455	379	454
dont gazole/fioul domestique	711	649	463	381	453
jet kérosène	727	676	475	374	461
gaz de pétrole liquéfié (GPL)	533	440	303	270	341
fioul lourd	580	537	359	287	365
produits non énergétiques*	709	671	515	452	522
Exportations	738	691	502	450	542
dont gazole/fioul domestique	702	681	444	369	434
supercarburants	701	640	463	383	467
fioul lourd	506	448	264	201	289
produits non énergétiques*	799	763	585	555	634

* Naphta, bitumes, lubrifiants.

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

partie 1 : les prix de l'énergie

Figure 1.3.3.1 : prix à la consommation des principaux produits pétroliers (biocarburants inclus)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gazole (€/l)	HTT	0,49	0,63	0,41	0,53	0,68	0,74	0,69	0,63	0,48	0,41	0,48
	HTVA	0,91	1,06	0,84	0,96	1,12	1,17	1,13	1,07	0,96	0,92	1,03
	TTC	1,09	1,27	1,00	1,14	1,34	1,40	1,35	1,29	1,15	1,11	1,23
SP98 (€/l)	HTT	0,49	0,56	0,43	0,55	0,67	0,75	0,72	0,67	0,55	0,49	0,54
	HTVA	1,09	1,16	1,04	1,16	1,29	1,35	1,33	1,29	1,18	1,14	1,20
	TTC	1,31	1,39	1,24	1,38	1,54	1,62	1,59	1,54	1,41	1,36	1,44
SP95-E10 (€/l)	HTT	-	-	-	-	-	-	0,65	0,62	0,49	0,44	0,49
	HTVA	-	-	-	-	-	-	1,26	1,23	1,12	1,07	1,13
	TTC	-	-	-	-	-	-	1,51	1,48	1,35	1,28	1,35
SP95 (€/l)	HTT	0,46	0,53	0,40	0,52	0,64	0,71	0,67	0,62	0,50	0,44	0,49
	HTVA	1,06	1,13	1,01	1,12	1,25	1,31	1,28	1,24	1,13	1,09	1,15
	TTC	1,27	1,36	1,21	1,34	1,50	1,57	1,54	1,48	1,35	1,30	1,38
Fioul domestique (€/l)	HTT	0,48	0,64	0,42	0,54	0,69	0,75	0,72	0,66	0,51	0,44	0,50
	HTVA	0,54	0,70	0,48	0,60	0,74	0,81	0,78	0,72	0,59	0,53	0,62
	TTC	0,65	0,84	0,57	0,71	0,89	0,97	0,93	0,86	0,71	0,64	0,74
Gazole non routier (€/l)	HTT	-	-	-	-	-	-	-	0,64	0,50	0,42	0,49
	TTC	-	-	-	-	-	-	-	0,88	0,73	0,66	0,77
Gaz de pétrole liquéfié - carburant (€/l)	HTT	0,53	0,58	0,51	0,55	0,65	0,68	0,67	0,65	0,58	0,51	0,53
	HTVA	0,59	0,64	0,57	0,61	0,71	0,74	0,73	0,71	0,66	0,59	0,62
	TTC	0,71	0,76	0,68	0,73	0,85	0,88	0,87	0,86	0,79	0,71	0,74
Fioul lourd (€/t)	HTT	289	383	298	393	505	582	533	496	327	276	358
	HTVA	308	402	317	411	523	601	552	517	372	345	453

Note : le prix HTVA est obtenu par addition du taux normal de TICPE (majorations régionales incluses) au prix hors toutes taxes.

Source : DGEC, base de prix couvrant la France métropolitaine hors Corse

1.4 Les consommateurs de gaz bénéficient de prix stables ou en baisse, malgré la hausse des prix de gros et de la fiscalité

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 d'ailleurs 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

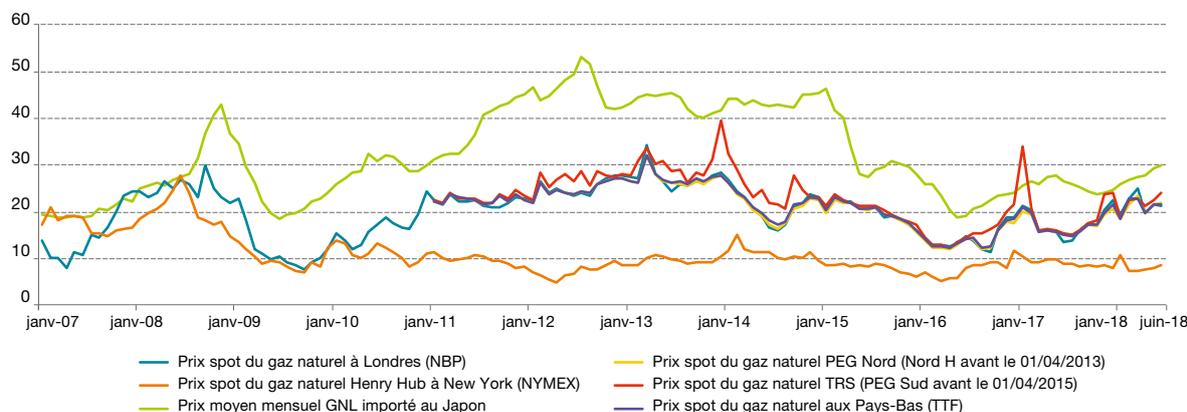
hausse de la demande mondiale, soutenue notamment par celle de la Chine, que par la diversification de l'offre, caractérisée par l'essor de l'extraction de gaz au Moyen-Orient et l'arrivée des États-Unis parmi les pays exportateurs.

Le prix du gaz naturel sur le marché spot de Londres (*National Balancing Point*, NBP) est l'un des principaux prix de référence pour le marché continental européen. Il s'élève en moyenne à 17,6 €/MWh (en pouvoir calorifique supérieur) en 2017, contre 14,4 €/MWh l'année précédente. Le prix sur le marché des Pays-Bas (*Title Transfer Facility*, TTF), qui prend une place de plus en plus importante au côté du NBP pour les échanges de gaz, connaît la même évolution, passant de 14,3 €/MWh à 16,9 €/MWh. Après avoir atteint en cours d'année 2016 son plus bas niveau depuis le début de la décennie, le prix du gaz naturel remonte donc en 2017, tiré par les tensions sur le marché de l'électricité et la hausse des cours du charbon. Cette tendance à la hausse se poursuit au premier semestre 2018, confirmant le mouvement entamé fin 2017.

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*.

Figure 1.4.1.1 : prix spot du gaz naturel à New York, à Londres, aux Pays-Bas, en France (PEG Nord, PEG Sud puis TRS) et prix GNL importé au Japon

Prix moyen mensuel en €/MWh PCS*



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Sources : National Balancing Point à un mois ; U.S. Energy Information Administration ; Ministère japonais des Finances ; GRTgaz

partie 1 : les prix de l'énergie

En 2017, le prix spot du gaz naturel s'élève en moyenne à 17,5 €/MWh sur le PEG Nord et à 19,1 €/MWh sur la TRS, évoluant de façon similaire à celui du marché londonien. 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 contrats de long terme restent encore très dépendants des cours du pétrole, sur lesquels ils étaient historiquement indexés, les évolutions des prix de marché occupent depuis la fin des années 2000 une importance de plus en plus grande dans le calcul de leurs tarifs. Après une forte chute ces trois dernières années à la suite de l'effondrement des cours du pétrole depuis l'été 2014, les prix auxquels la France a acheté du gaz naturel augmentent ainsi légèrement en 2017, de 11 %, pour s'élever à 18 €/MWh en moyenne, dans le sillage des prix de marché du *Brent* et du gaz. La France réexporte par ailleurs du gaz naturel à des prix légèrement plus élevés (*figure 1.4.1.2*).

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

En €/MWh PCS*

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Importations	31	30	27	23	16	18
Exportations	32	31	28	24	21	21

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

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

Outre le gaz naturel importé, du biométhane est injecté dans le réseau, à des quantités encore faibles mais en forte

croissance. Les producteurs de biométhane bénéficient de tarifs d'achat régulés, qui dépendent des caractéristiques de leurs installations et dont la logique est de couvrir leurs coûts. Le tarif d'achat moyen est de l'ordre de 100€/MWh en 2017 (*figure 1.4.1.3*).

Figure 1.4.1.3 : tarif d'achat moyen du biométhane injecté dans le réseau

En €/MWh PCS*

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Tarif d'achat	69,2	82,3	102,4	108,2	101,7	99,5

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

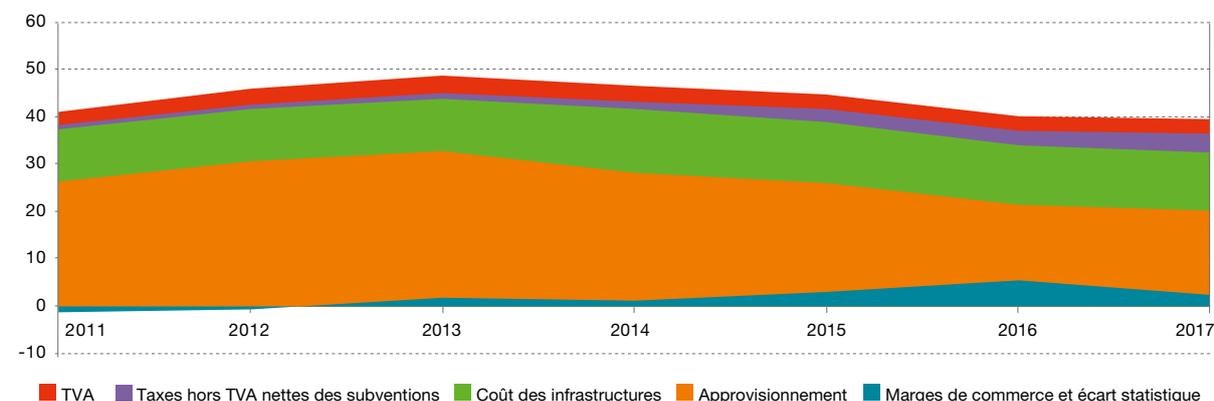
Source : CRE

1.4.2 PRIX À LA CONSOMMATION DU GAZ NATUREL

En 2017, le gaz a été payé en moyenne 36,5 €/MWh hors TVA, tous consommateurs et tous types d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus. En incluant la TVA pour le résidentiel uniquement, ce prix moyen tous secteurs confondus atteint 39,4 €/MWh, en baisse de 1,6 % par rapport à 2016. La baisse observée depuis 2013 se poursuit donc, mais de manière ralentie puisqu'elle s'élevait à plus de 6 % par an en moyenne entre 2013 et 2016. Ces évolutions peuvent être analysées en décomposant le prix en la somme de quatre termes : la composante « approvisionnement » (coût de la « molécule » de gaz), la composante « infrastructure » (le coût de l'accès aux terminaux méthaniers, du transport, du stockage et de la distribution - cf. 3.3), les taxes nettes des subventions et les marges de commerce (incluant un écart statistique - *figure 1.4.2.1*).

Figure 1.4.2.1 : décomposition du prix moyen du gaz naturel

En €/MWh PCS*



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES

partie 1 : les prix de l'énergie

Le coût d'approvisionnement, essentiellement lié au prix des importations, rebondit en 2017, à 17,7 €/MWh, contre 16,0 €/MWh en 2016. Ce rebond est toutefois plus que compensé par la forte baisse des marges (2,4 €/MWh en 2017, contre 5,3 €/MWh en 2016), qui s'explique probablement par des délais dans la répercussion du coût d'approvisionnement dans les prix de détail. En effet, la forte baisse des prix de marché en 2016 n'a sans doute été répercutée que partiellement dans les prix payés par les consommateurs cette année-là, conduisant à un niveau exceptionnellement élevé des marges. À l'inverse, les prix de détail en 2017 reflètent, probablement encore en partie, le bas niveau des prix de marché de 2016, conduisant à une forte compression des marges, dans un contexte de remontée du coût d'approvisionnement. Par ailleurs, il convient de considérer avec précaution cette estimation des marges de commerce, dans la mesure où elle inclut par construction un « écart statistique ». En effet, les marges sont calculées en retranchant les autres postes de coûts identifiables à la valeur monétaire de la consommation. Or, ces grandeurs sont estimées de manière indépendante et avec une certaine incertitude statistique, rendant l'estimation de leur solde fragile.

Le coût lié à l'utilisation des infrastructures diminue de 1,7 % en 2017, à 12,3 €/MWh, en lien, pour le transport et la distribution, avec les évolutions de tarifs décidées par la Commission de régulation de l'énergie à l'été 2017. Ce coût est imputable à hauteur de 55 % à la distribution, 29 % au transport, 9 % au stockage et 7 % aux terminaux méthaniens.

Les taxes hors TVA représentent en moyenne 4,3 €/MWh en 2017, dont 3,6 €/MWh pour la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) et 0,7 €/MWh pour la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). La TICGN est en forte augmentation depuis 2014 ; elle ne représentait

avant cette date que 0,5 €/MWh en moyenne. Cette hausse s'explique, d'une part, par la suppression de l'exonération dont bénéficiaient les ménages et, d'autre part, par la montée en charge de la composante carbone désormais intégrée aux accises énergétiques.

Les subventions s'élèvent à 0,3 €/MWh en 2017 et sont principalement liées au tarif spécial de solidarité gaz dont bénéficient des ménages en situation de précarité. Ce tarif a été supprimé début 2018, concomitamment à la mise en place du chèque énergie. Les subventions au biométhane restent globalement modestes (moins de 0,1 €/MWh), mais progressent rapidement.

Les prix du gaz sont hétérogènes entre catégories de clients. Ils décroissent, en général, avec le volume de gaz 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 (*figure 1.4.2.2*). En 2017, le prix moyen hors TVA s'élève ainsi à 58,4 €/MWh (dont 7,4 €/MWh de taxes) dans le secteur résidentiel, contre 40,0 €/MWh (dont 6,3 €/MWh de taxes) dans le tertiaire, 25,7 €/MWh (dont 2,8 €/MWh de taxes) dans l'industrie et 18,7 €/MWh (dont 0,7 €/MWh de taxes) dans la branche énergie. Le prix moyen dans l'industrie masque lui-même une forte hétérogénéité. Les branches industrielles qui ont peu recours au gaz payent des prix proches de ceux du tertiaire, tandis que les plus gros consommateurs bénéficient de prix sensiblement inférieurs.

L'évolution du prix du gaz varie selon le secteur en 2017. Il est à peu près stable pour les ménages, mais diminue pour les entreprises, particulièrement dans l'agriculture et l'industrie. Cette évolution plus favorable pour les entreprises pourrait s'expliquer notamment par le fait que certaines d'entre elles bénéficient d'exonérations de TICGN.

Figure 1.4.2.2 : prix moyens du gaz naturel par secteur

En €/MWh PCS*

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Branche énergie	26,3	26,7	30,1	25,7	23,3	18,9	18,7
Production d'électricité ou chaleur	26,4	26,9	30,2	26,1	23,5	18,9	18,8
Branche énergie hors transformation	26,0	26,1	29,5	24,7	22,5	18,4	18,3
Consommation finale à usage énergétique HTVA	41,7	46,4	48,1	46,7	46,0	42,5	42,4
Agriculture	37,7	41,2	42,2	42,7	40,6	36,1	34,9
Industrie	29,7	32,4	33,7	31,5	30,3	26,3	25,7
Tertiaire et transport	41,5	45,5	46,8	45,3	42,8	40,4	40,0
Résidentiel HTVA	52,3	57,9	60,3	62,9	62,4	58,0	58,4
Résidentiel TTC	61,3	67,6	70,7	73,6	73,0	67,7	68,0
Consommation finale à usage non énergétique	25,4	25,2	28,8	24,0	21,3	18,4	18,0
Tous secteurs hors TVA	38,2	42,5	45,0	43,2	41,5	37,1	36,5
Tous secteurs avec TVA	41,1	45,8	48,6	46,5	44,8	40,0	39,4

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES

1.5 Des prix du bois hétérogènes

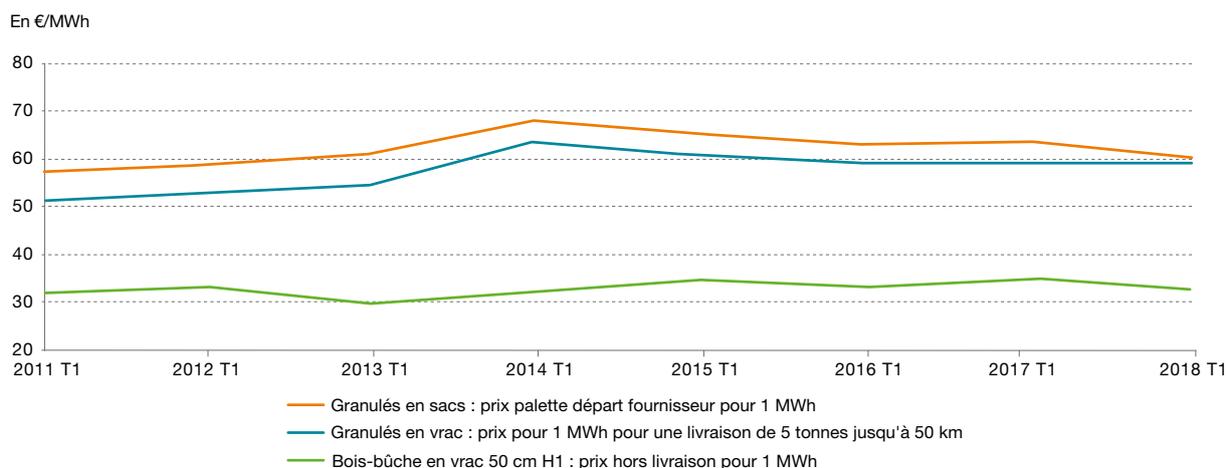
1.5.1 PRIX POUR LE RÉSIDENTIEL

Le prix du bois-énergie payé par les ménages présente une forte hétérogénéité et est difficile à appréhender, pour deux raisons. D'une part, divers types de bois sont consommés sous différentes formes et, d'autre part, le marché formel ne représente qu'une part minoritaire de la consommation, du fait du poids important du marché informel ainsi que de l'autoconsommation.

Les bûches représentent encore l'essentiel des consommations des particuliers en bois de chauffage. Au sein

des circuits commerciaux, le prix moyen TTC de la bûche de 50 cm (humidité < 20 % et livraison non comprise), qui est la plus courante, s'élève à 34 €/MWh (*figure 1.5.1.1*) au premier trimestre 2017, d'après l'enquête CEEB-Insee-Agrete. Les granulés de bois se développent, quant à eux, rapidement. D'utilisation plus aisée que les bûches, ils sont aussi plus chers que ces dernières. Au premier trimestre 2017, le prix des granulés en vrac (livraison comprise) s'élève à 59 €/MWh et celui des granulés en sac (prix d'une palette départ fournisseur) à 63 €/MWh.

Figure 1.5.1.1 : prix TTC du bois-énergie : circuits commerciaux



Source : enquête CEEB-Insee-Agrete, calculs SDES

Les hausses successives du taux de TVA (5,5 % à 7 % au 1^{er} janvier 2012 et 7 % à 10 % au 1^{er} janvier 2014) ont contribué à l'augmentation des prix observés en 2012 et 2014. Après une augmentation en 2016, les prix du bois-bûche ont baissé pendant l'année 2017. Pour les granulés, l'augmentation de 2011 à 2014 est également liée au fort développement des poêles à granulés. Ces dernières années, le développement des ventes de granulés dans les grandes surfaces de bricolage et les jardineries tend à peser sur les prix et contribue au rapprochement du prix du vrac et du prix des sacs.

Beaucoup de ménages s'approvisionnent toutefois en bûches sur le marché informel, à des prix pouvant être inférieurs à ceux des circuits commerciaux. Le prix moyen du bois-énergie acheté par les ménages tous marchés confondus (formel et informel) s'élèverait à 37 €/MWh en 2017, contre

31 €/MWh en 2013. Cette hausse résulte de plusieurs facteurs, dont le poids croissant des granulés dans la consommation des ménages en bois-énergie.

1.5.2 PRIX POUR LES PROFESSIONNELS

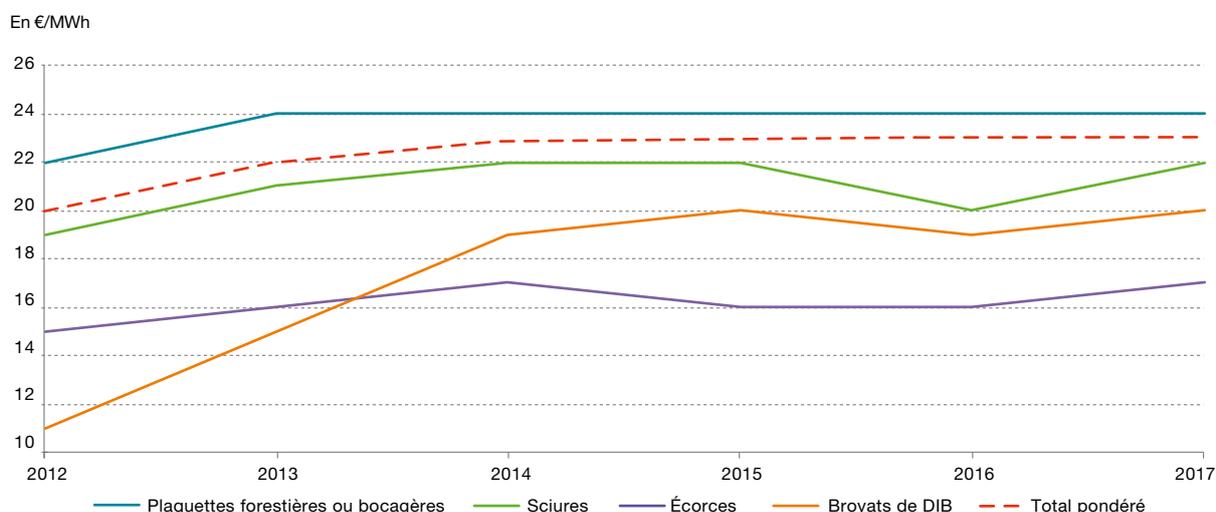
D'après l'étude CODA Stratégies réalisée pour le compte de l'Ademe, le prix moyen des combustibles bois, livraison comprise, pour les professionnels a progressé jusqu'en 2014 et s'est stabilisé depuis à environ 23 €/MWh (*figure 1.5.2.1*). Ce prix moyen masque toutefois une forte hétérogénéité. En effet, différents types de combustibles bois (produits forestiers, produits connexes de l'industrie du bois, bois de récupération) avec des caractéristiques très différentes sont utilisés dans les chaufferies industrielles et collectives. De façon générale, plus le combustible est calibré et sec, plus son prix est élevé.

partie 1 : les prix de l'énergie

Les disparités entre secteurs d'activité sont également très fortes, notamment au sein de l'industrie manufacturière. Le prix moyen des achats dans le secteur du bois et ouvrages en bois est ainsi deux fois moindre (10 €/MWh en 2017) que dans le secteur des produits alimentaires, boissons et tabacs et celui de

la chimie et pétrochimie (19 €/MWh en 2017 - figure 1.5.2.2). Le prix moyen dans l'ensemble de l'industrie manufacturière s'élève à 15 €/MWh en 2017. En hausse régulière de 2012 à 2015, ce prix moyen baisse ensuite en 2016 et se stabilise en 2017 à un niveau supérieur à 2012 (+ 5 % environ).

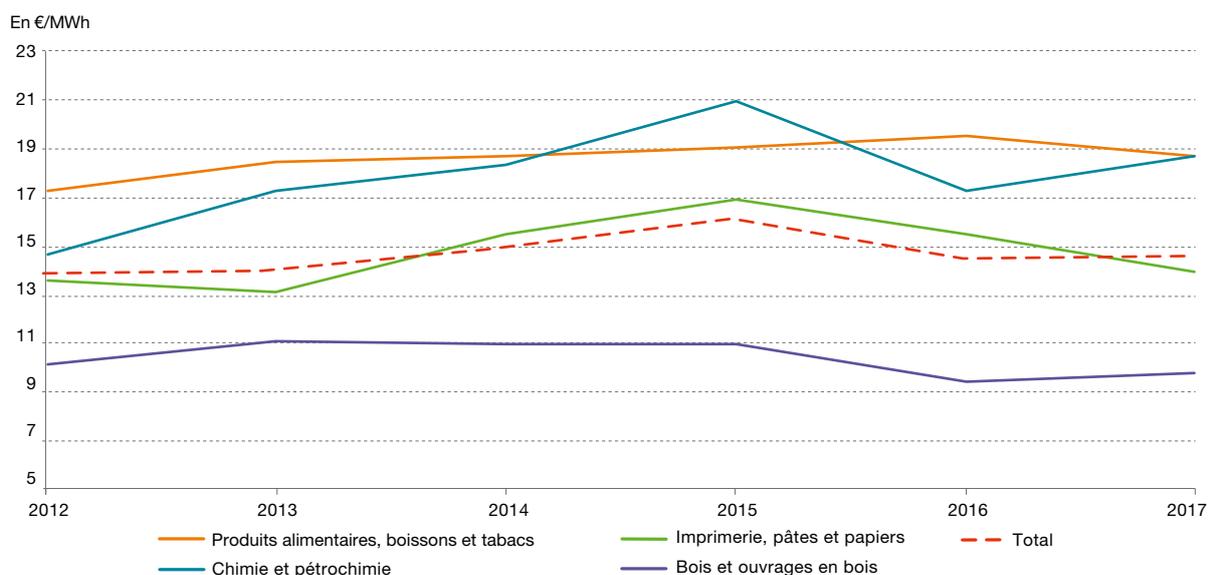
Figure 1.5.2.1 : prix HTVA des combustibles bois avec livraison pour les chaufferies professionnelles



Note : indice pondéré calculé sur la base de la contribution des différents combustibles à la production thermique (projets fond chaleur) : plaquettes 71,5 %, écorces : 5,8 %, sciures 11,3 %, broyats 11,4 %.

Source : Ademe, enquête Basic 2000 pour 2012, estimation CODA Stratégies à partir du CEEB pour 2013-2017

Figure 1.5.2.2 : prix HTVA des combustibles bois pour les établissements industriels de plus de 20 salariés



Note : les quatre secteurs représentés sur ce graphique représentent près de 90 % de la consommation et des dépenses des établissements industriels en bois-énergie en 2017.

Source : Insee-EACEI, calculs SDES

1.6. Les prix des biocarburants progressent en 2017

En 2017, les prix à l'importation et à l'exportation du biodiesel s'élèvent respectivement à 867 €/tep et 1 037 €/tep, et ceux du bioéthanol respectivement à 943 €/tep et 905 €/tep (figure 1.6.1). Ces prix augmentent tous par rapport à 2016, entre 3 % et 14 %, probablement tirés par le rebond du prix du pétrole (cf. 1.3). Ils restent toutefois inférieurs aux niveaux atteints entre 2011 et 2014.

Figure 1.6.1 : prix moyens des biocarburants à l'importation et à l'exportation

En euros par tep

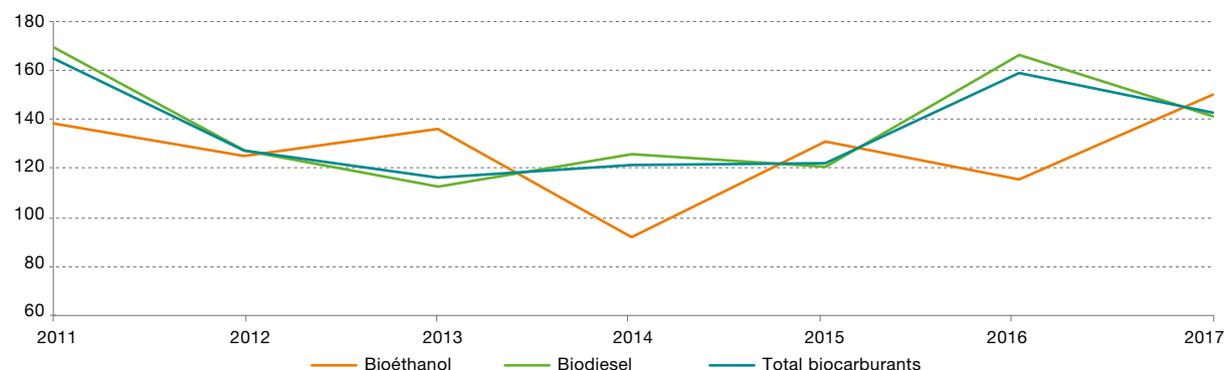
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Importations	1 179	1 213	1 047	947	825	843	878
Bioéthanol	1 130	1 401	1 238	1 216	1 015	872	943
Biodiesel	1 188	1 171	1 023	918	787	839	867
Exportations	1 179	1 310	1 182	1 099	951	941	1 024
Bioéthanol	1 176	1 358	1 200	1 151	1 076	793	905
Biodiesel	1 188	1 165	1 110	1 012	891	963	1 037

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

Comme les prix des biocarburants sont supérieurs à ceux des produits pétroliers auxquels ils sont mélangés (le gazole pour le biodiesel et les supercarburants pour le bioéthanol), leur incorporation, qui vise à diminuer les émissions de CO₂ du transport routier, engendre un coût pour la collectivité, dont le partage entre les consommateurs et l'État dépend de la fiscalité mise en place. On peut ainsi estimer le coût de la tonne de CO₂ évitée par leur incorporation. Il s'élève, en 2017, à 141 €/tCO₂ pour le biodiesel et à 150 €/tCO₂ pour le bioéthanol (figure 1.6.2). Ces valeurs ont globalement assez peu évolué depuis 2011 malgré la chute du prix du pétrole, les prix des biocarburants ayant également baissé. Ces coûts sont estimés ici sous l'hypothèse d'un bilan carbone nul des biocarburants, qui est celle adoptée dans les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Ils seraient supérieurs si l'on prenait en compte les émissions indirectes liées au changement d'affectation des sols.

Figure 1.6.2 : coût de la tonne de CO₂ évitée par l'incorporation des biocarburants sous l'hypothèse d'un bilan carbone nul de ces derniers

En euros par tonne de CO₂ évitée



Source : calculs SDES, d'après CPDP, DGDDI

1.7 Les prix à la consommation de l'électricité restent stables en 2017

1.7.1 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 1.7.1.1*) s'établit à 45 €/MWh en moyenne en 2017. Il augmente ainsi fortement, de 22,5 % par rapport à l'année précédente, tiré notamment par les cours très élevés des premier et dernier trimestres. Le rebond du début d'année

s'est fait 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, poussant le prix spot à doubler entre septembre 2016 et janvier 2017. Le pic de froid hivernal observé en fin d'année a relancé les cours, après une accalmie au printemps et à l'été. Les prix à terme de l'électricité, qui reflètent les anticipations des acteurs du secteur, sont également remontés en cours d'année 2017. Le prix du produit « base 2018 » est, en effet, passé de 35,6 €/MWh en moyenne sur le premier trimestre 2016 à 42,5 €/MWh sur le dernier trimestre.

Figure 1.7.1.1 : prix *Baseload* moyen mensuel sur le marché *European Power Exchange (EpeX) Spot France*



Source : EpeX Spot

La France exporte l'électricité à un prix en moyenne moins élevé que celui auquel elle l'importe. En 2017, ceux-ci s'élèvent respectivement à 41 €/MWh et 57 €/MWh (*figure 1.7.1.2*). Outre le fait que 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), cela s'explique par le fait que 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. La France ayant dû à nouveau importer des quantités inhabituellement élevées d'électricité pour s'approvisionner en

fin d'année 2017, période où les prix de gros ont flambé, l'écart entre prix à l'importation et prix à l'exportation reste très élevé, comme en 2016.

Figure 1.7.1.2 : prix moyens de l'électricité à l'importation et à l'exportation

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Exportations (E)	47	44	39	33	38	32	41
Importations (I)	57	66	57	44	45	46	57

Source : DGDDI

partie 1 : les prix de l'énergie

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. D'une part, 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 ou de compléments de rémunération. Ces soutiens, établis dans une logique de couverture de coûts, sont très hétérogènes entre filières (figure 1.7.1.3). La filière photovoltaïque bénéficie de la rémunération moyenne la plus élevée en 2017, à 329 €/MWh. Celle-ci est tirée 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 soutiens accordés aux nouvelles

installations sont beaucoup moins élevés. À l'opposé, les rémunérations les plus basses 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.

D'autre part, 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.

Figure 1.7.1.3 : rémunérations moyennes des installations en activité bénéficiant d'obligations d'achat ou de compléments de rémunération

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Photovoltaïque	524	502	478	426	376	344	329
Éolien	86	88	89	89	89	91	88
Hydraulique	64	64	67	72	74	74	78
Cogénération	126	134	137	134	130	125	143
Biogaz	92	102	107	113	121	139	148
Incinération	53	56	56	57	58	57	56
Biomasse	107	119	130	134	137	139	139
Toutes installations	120	136	140	143	140	139	140

Note : la rémunération est égale au tarif d'achat pour les installations sous obligation d'achat et à la somme du prix de gros moyen de l'électricité produite et du complément de rémunération pour les installations bénéficiant de ce dernier.

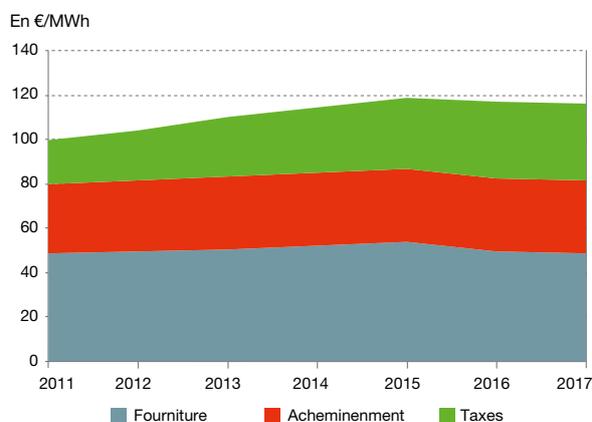
Source : calculs SDES, d'après CRE

1.7.2 PRIX À LA CONSOMMATION DE L'ÉLECTRICITÉ

En 2017, l'électricité est payée en moyenne 106 €/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 s'élève à 116 €/MWh, stable par rapport à 2016.

Le prix comprend une composante « fourniture », une composante « acheminement » et les taxes (figure 1.7.2.1).

Figure 1.7.2.1 : décomposition du prix moyen de l'électricité



Source : calculs SDES

partie 1 : les prix de l'énergie

La composante « fourniture » correspond à la rémunération du fournisseur, soit la somme de ses coûts d'approvisionnement, de ceux de commercialisation et de sa marge. Elle s'élève en moyenne en 2017 à 48 €/MWh, en légère baisse par rapport à 2016 (49 €/MWh), malgré la hausse du prix de gros moyen, ce qui s'explique probablement par le fait que ce dernier ne se répercute qu'en partie et avec certains délais dans les prix à la consommation. Le niveau de cette composante, après avoir atteint un pic à 54 €/MWh en 2015, est aujourd'hui proche de celui observé au début de la décennie.

La composante « acheminement » correspond au tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe). Ce tarif s'applique à tous les utilisateurs raccordés aux réseaux de transport et de distribution en haute et basse tension, quel que soit leur fournisseur d'énergie. Il 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. Le barème du Turpe est réglementé et fixé par la Commission de régulation de l'énergie. Le Turpe s'élève à

33 €/MWh en moyenne en 2017, en hausse de 1,6 % après deux années de stabilité.

Les taxes comprennent, outre la TVA, la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), qui est fusionnée depuis 2016 avec la contribution au service public de l'électricité (CSPE), les taxes locales sur la consommation finale d'électricité (TLCFE) et la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). Hors TVA, elles représentent en moyenne 25 €/MWh en 2017 et sont stables par rapport à 2016, après avoir quasiment doublé entre 2011 et 2016. Cette évolution s'explique essentiellement par celle de la CSPE, dont le taux normal avait augmenté de 3 €/MWh par an de 2012 à 2016. Il reste inchangé depuis, à 22,5 €/MWh, l'augmentation des charges de service public de l'électricité étant financée par la fiscalité sur les énergies fossiles. Compte tenu des exonérations dont bénéficient certaines entreprises électro-intensives, le taux moyen de cette taxe s'établit à 17,5 €/MWh. En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), les taxes s'élèvent, au total, à 34 €/MWh en 2017.

Figure 1.7.2.2 : prix moyen de l'électricité par secteur

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Énergie (hors électricité)	81	83	85	86	87	87	77
Consommation finale	99	103	110	114	118	116	116
Agriculture	87	88	89	102	106	109	110
Industrie	66	67	70	71	71	66	64
Transport	80	82	83	83	83	87	72
Tertiaire	94	97	103	107	112	106	106
Résidentiel HTVA	114	118	125	133	138	140	141
Résidentiel TTC	134	138	147	157	162	165	166
Tous secteurs hors TVA	92	96	101	105	109	107	106
Tous secteurs hors TVA	99	103	109	114	118	116	116

Source : calculs SDES

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 1.7.2.2). 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 2017, le prix moyen hors TVA s'élève ainsi à 141 €/MWh dans le secteur résidentiel, contre 110 €/MWh dans l'agriculture, 106 €/MWh dans le tertiaire, 72 €/MWh dans les transports, 77 €/MWh dans le secteur de l'énergie (hors branche électricité elle-même) et 64 €/MWh dans l'industrie. Le prix moyen dans l'industrie masque lui-même une forte hétérogénéité. Les branches

industrielles qui ont peu recours à l'électricité payent des prix proches de ceux du tertiaire, tandis que les plus gros consommateurs peuvent bénéficier de prix sensiblement inférieurs.

La hausse du prix TTC de l'électricité poursuit son ralentissement dans le secteur résidentiel (+ 0,8 % en 2017, après + 1,5 % en 2016 et + 4,9 % en moyenne annuelle entre 2011 à 2015). Dans l'industrie, le prix moyen baisse à nouveau en 2017 (- 3,0 %) et s'établit à son plus bas niveau depuis le début de la décennie. La baisse est particulièrement marquée pour les entreprises les plus consommatrices. Le prix dans le secteur tertiaire est quasiment stable en 2017 (+ 0,4 %), après une forte baisse en 2016 (- 5,1 %), qui avait elle-même suivi une hausse entre 2011 et 2015 de 4,3 % par an en moyenne.

1.8 Légère hausse du prix de la chaleur

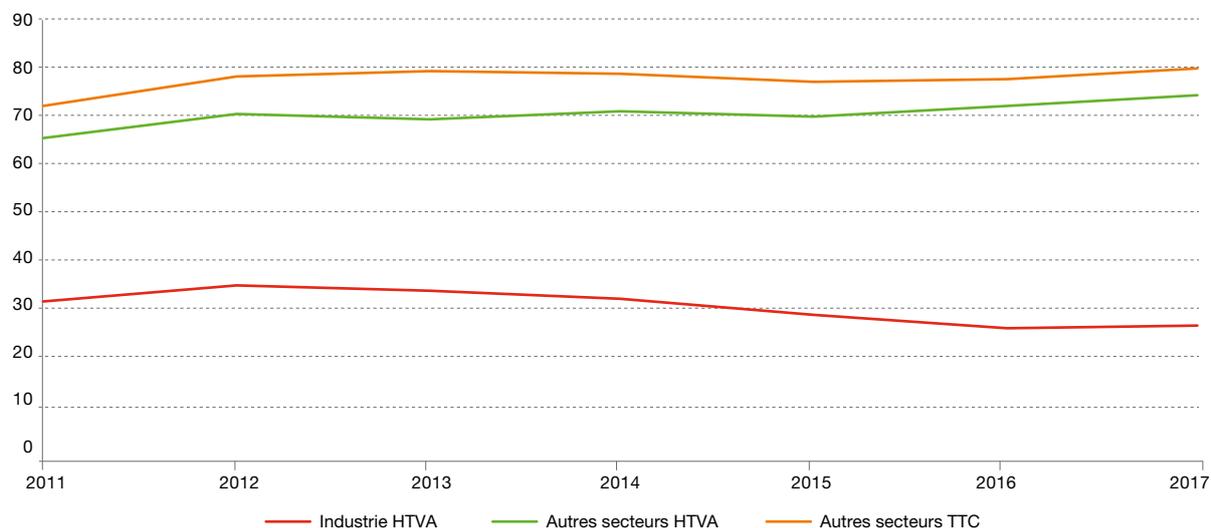
Le prix de la chaleur achetée par les consommateurs industriels s'élève à 26,4 €HTVA/MWh en 2017 (figure 1.8.1). Cette chaleur, pouvant être distribuée soit via un réseau soit dans la cadre d'une relation exclusive entre un producteur et un acheteur unique, est, en grande partie, issue de centrales de cogénération au gaz. Son prix suit donc, dans une certaine mesure, la tendance de celui du gaz, mais est logiquement supérieur, en raison du coût de fonctionnement des centrales ainsi que des pertes de transformation et de distribution.

Le prix de la chaleur achetée par les autres secteurs (résidentiel, tertiaire et, plus marginalement, agriculture), qu'on suppose intégralement distribuée via des réseaux, s'élève, quant à lui, en moyenne à 79,5 €TTC/MWh (74,0 €HTVA/MWh). Ce prix augmente de 3 % par rapport à 2016, ce qui peut s'expliquer notamment par la baisse de la

consommation de chaleur par client, elle-même imputable aux températures hivernales en moyenne plus douces en 2017. En effet, la tarification de la chaleur comporte une part d'abonnement importante destinée à financer les coûts fixes de réseau. En conséquence, toutes choses égales par ailleurs, le prix est d'autant plus élevé que la consommation est faible. Depuis le début de la décennie, le prix apparaît globalement assez stable. La part croissante des énergies renouvelables et de récupération dans le bouquet énergétique des réseaux de chaleur (cf. 3.5.1) contribue à cette stabilité du prix, en le rendant moins sensible aux cours internationaux des énergies fossiles. En outre, comme les réseaux utilisant majoritairement des énergies renouvelables et de récupération bénéficient d'un taux de TVA réduit, cette tendance se traduit aussi par une baisse du taux de TVA moyen des réseaux.

Figure 1.8.1 : prix de la chaleur commercialisée

En €/MWh



Sources : EARCF ; EACEI ; calculs SDES

partie 2

L'approvisionnement énergétique de la France

— Le taux d'indépendance énergétique recule d'un demi-point en 2017, à 53 %. En effet, la production primaire baisse, en raison du repli de la production nucléaire et hydraulique, tandis que la consommation primaire est stable. Le déficit des échanges physiques d'énergie progresse, quant à lui, de 2,7 %, tiré par les imports de combustibles fossiles dont la demande augmente à la fois pour usage final et pour production d'électricité. Cette hausse des imports, combinée à l'augmentation des prix des combustibles, fait croître la facture énergétique de la France de 22,6 %. Toutes énergies confondues, elle s'élève à près de 39 Md€.

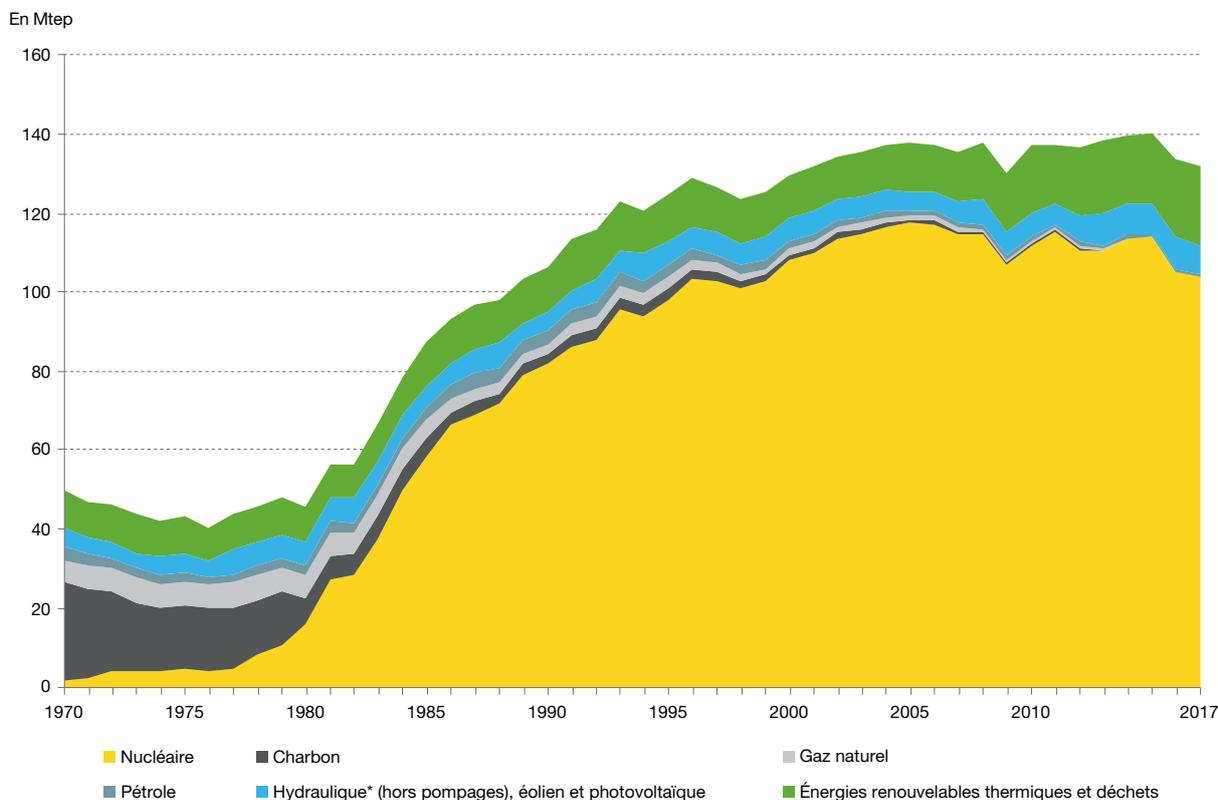


2.1 Recul du taux d'indépendance énergétique et rebond de la facture

La production nationale d'énergie primaire, après avoir atteint un pic en 2015, recule depuis, pour s'établir en 2017 à 132 Mtep, en baisse de 1,2 % sur un an (figure 2.1.1). Ce repli s'explique, en partie, par celui de la production nucléaire qui, après avoir chuté de 7,8 % l'année précédente, se contracte à nouveau de 1,2 % en 2017, atteignant ainsi son plus bas niveau depuis la fin des années 1990 (103,8 Mtep), ainsi que par celui de la production hydraulique, pénalisée par une faible pluviométrie. La production nucléaire représente néanmoins encore près de 80 % de la production nationale d'énergie primaire. À la suite d'un accroissement record des capacités installées sur le territoire et de conditions de vent favorables, la production éolienne progresse fortement, de 15,1 %,

de même que la production photovoltaïque, qui augmente de 10,6 %. La production d'énergie primaire provenant des énergies renouvelables thermiques et de la valorisation des déchets progresse plus modérément, de 1,6 %, après une forte hausse en 2016. Ce ralentissement s'explique par des températures globalement plus douces en 2017, et donc de moindres besoins de chauffage, même si le marché des pompes à chaleur (notamment celui des appareils air-air) reste en plein essor (+ 4,8 %, après + 18,1 % en 2016). 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

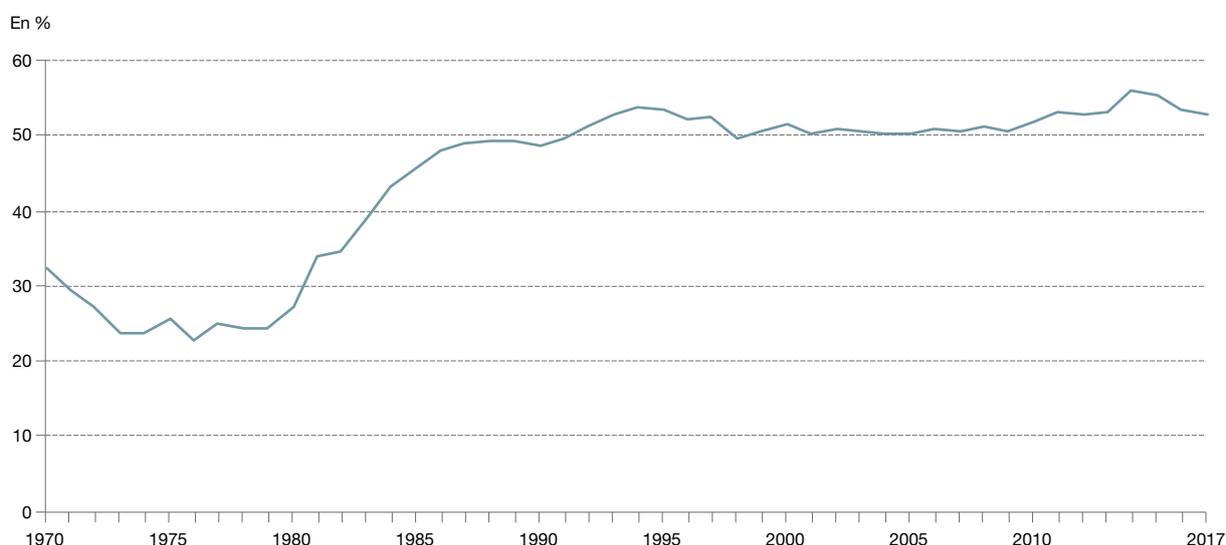
Le déficit des échanges physiques d'énergie progresse de 2,7 % en 2017. À 125,2 Mtep, il se maintient toutefois à un niveau inférieur à ceux enregistrés dans les années 1990 et 2000. Principal facteur explicatif de cette hausse, les imports de combustibles fossiles augmentent de 3,3 %, notamment les imports de pétrole et de charbon, en raison de la hausse de la demande de ces énergies à la fois pour usage final et pour production d'électricité.

Ainsi, les achats de charbon rebondissent nettement (+ 19 %) par rapport à 2016, année lors de laquelle ils avaient atteint leur plus bas niveau depuis plus de vingt ans. De leur côté, avec la baisse des activités de raffinage en France, les importations de pétrole brut s'étaient sensiblement contractées au début de la décennie, mais sont reparties à la hausse. En 2017, la France a acheté un peu moins de la moitié de son pétrole brut auprès des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep), part en baisse pour la deuxième année consécutive. Cette baisse s'explique notamment par le fait que les membres de l'Opep, en application d'un accord signé fin 2016, ont davantage réduit leur production que les autres pays producteurs.

Les importations de produits raffinés, en majorité du gazole et du fioul domestique, sont restées stables sur un an. Après deux années successives de baisse, les entrées brutes de gaz naturel sur le territoire progressent de leur côté pour la seconde année consécutive, de 4,7 %. Néanmoins, la hausse des sorties légèrement plus élevée que celle des entrées se traduit par un léger repli du solde importateur de la France en gaz naturel (- 0,4 %), après deux années consécutives de hausse.

Le taux d'indépendance énergétique de la France, rapport entre la production et la consommation nationale d'énergie primaire, s'élève à 53,0 % en 2017. Il baisse à nouveau de 0,5 point par rapport à 2016, après déjà deux années de baisse, en raison du repli de la production nucléaire. Dans une perspective de plus long terme, il évolue relativement peu depuis le début des années 1990. Il avait sensiblement crû dans les années 1980 en raison du fort développement du parc électronucléaire, l'énergie nucléaire étant considérée comme produite domestiquement par convention statistique internationale (*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

La facture énergétique de la France augmente en 2017 de 22,6 %, dans un contexte de hausse des prix des combustibles, après quatre années de forte baisse, au cours desquelles elle avait été plus que divisée par deux. À 38,7 Md€, elle retrouve plus ou moins son niveau de 2015 (figure 2.1.3). L'essentiel de la hausse observée en 2017 est imputable aux produits pétroliers, qui pèsent pour les trois quarts dans la facture globale et dont le déficit augmente de 24 %, soit 5,6 Md€, sous l'effet d'une hausse des prix et, dans une moindre mesure, des volumes importés. La facture gazière, qui représente l'essentiel des autres dépenses énergétiques de la France, augmente de plus de 10 %, soit

0,8 Md€, la hausse des prix compensant la stabilité du solde. La facture charbonnière, plus marginale, augmente néanmoins de près de 80 % à la suite de la forte hausse des volumes d'achat, combinée à des prix élevés, et s'établit en 2017 à 2,0 Md€. L'excédent commercial dû aux échanges d'électricité se redresse légèrement à 1,3 Md€, principalement grâce à la hausse des prix. Il reste néanmoins toujours en deçà de son niveau de 2015, du fait notamment de la baisse de la production nucléaire. Enfin, la facture en biocarburants s'élève à 0,6 Md€, en très légère hausse par rapport à 2016, dans un contexte d'augmentation de la consommation mais aussi de reprise de la production nationale.

Figure 2.1.3 : facture énergétique de la France

En milliards d'euros

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Facture énergétique	71,3	66,6	56,6	39,9	31,6	38,7
Charbon	2,4	1,9	1,4	1,3	1,1	2,0
Pétrole brut	37,6	35,2	30,9	21,1	16,7	21,1
Produits raffinés	17,4	15,8	14,2	9,2	6,6	7,8
Gaz naturel	15,2	15,2	11,8	10,2	7,7	8,5
Électricité	- 1,7	- 1,7	- 2,2	- 2,3	- 1,1	- 1,3
Biocarburants	0,4	0,2	0,3	0,3	0,6	0,6

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

2.2 La production primaire poursuit sa baisse dans un contexte de moindre disponibilité du parc nucléaire

2.2.1 COMBUSTIBLES FOSSILES

Autrefois importante, la production primaire d'énergie fossile en France est désormais marginale (figure 2.2.1.1). Elle s'élève à 1 Mtep en 2017, 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 758 milliers de tonnes en 2017, en repli de 7 % sur un an. Divisée par plus de trois 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 2018, les réserves de pétrole brut (8,3 Mt) et d'hydrocarbures extraits du gaz naturel représentent environ onze ans d'exploitation au rythme actuel.

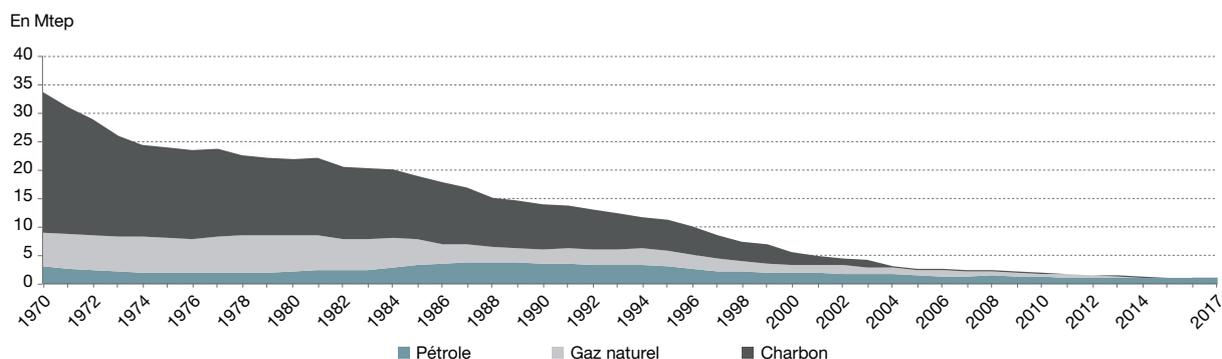
Depuis l'arrêt définitif de l'injection du gaz du gisement de Lacq dans le réseau en octobre 2013, la production nationale de gaz naturel se limite à l'extraction de quantités, très

marginales, de gaz de mine du bassin du Nord-Pas-de-Calais. Celles-ci s'élèvent à 183 GWh PCS en 2017, en baisse de 21 % sur un an.

L'approvisionnement de la France en charbon repose désormais exclusivement sur le commerce extérieur et, dans une moindre mesure, sur 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.

En raison de la baisse des prix ces dernières années et de l'épuisement des ressources, notamment en charbon et en gaz naturel, la production primaire totale française représente en 2017 moins de 500 millions d'euros, contre plus d'un milliard en 2013 (figure 2.2.1.2).

Figure 2.2.1.1 : production primaire d'énergie fossile



Note : données France métropolitaine jusqu'en 2010, France entière à partir de 2011.
Source : calculs SDES, d'après DGEC, Charbonnages de France, SNET, GRTgaz, TIGF

Figure 2.2.1.2 : production primaire et valeur associée d'énergie fossile

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€
Production toutes énergies fossiles	1,53	1 018	1,22	821	1,12	539	1,04	403	1,01	486
Production de pétrole	1,11	843	1,08	804	1,10	533	1,02	399	1,00	483
Production de charbon	0,13	15	0,12	13	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Production de gaz naturel	0,29	161	0,01	4	0,02	6	0,02	4	0,01	3
dont gisement de Lacq	0,27	154	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
dont grisou	0,02	6	0,01	4	0,02	6	0,02	4	0,01	3

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

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

2.2.2 NUCLÉAIRE

En 2017, la production d'énergie primaire du parc nucléaire français, composé de 58 réacteurs répartis sur 19 sites, s'élève à 103,8 Mtep. Elle correspond à la quantité totale de chaleur dégagée lors de la réaction de fission du combustible nucléaire. Comme il faut en moyenne 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 34,3 Mtep, soit 398,4 TWh, en 2017 (figure 2.2.2.1).

La production nucléaire atteint ainsi en 2017 son plus bas niveau depuis la fin des années 1990, après avoir chuté deux années consécutives (- 8,9 % par rapport à 2015). Cette faible production s'explique par l'arrêt d'un nombre de réacteurs plus élevé qu'à l'accoutumée, en raison notamment de contrôles menés sur des générateurs de vapeur de certains réacteurs à l'automne. En moyenne, les centrales ont été disponibles à hauteur de 77,1 % de leur capacité théorique, 0,5 point de moins qu'en 2016, et ont été utilisées, lorsqu'elles étaient disponibles, à hauteur de 89,1 % (figure 2.2.2.2).

Figure 2.2.1 : production brute d'électricité des centrales nucléaires



Source : EDF

Figure 2.2.2 : disponibilité et utilisation du parc nucléaire

Coefficients exprimés en %

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Coefficient de disponibilité Kd*	78,1	77,7	80,8	80,7	77,6	77,1
Coefficient d'utilisation Ku	93,5	94,0	93,0	93,5	89,2	89,1

* Le coefficient Kd est calculé sur la base des indisponibilités dues aux arrêts fortuits, aux arrêts pour entretien ou rechargement et aux prolongations d'arrêt. À la différence de l'indicateur Energy Availability Factor publié par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), il ne tient en revanche pas compte des indisponibilités dues à des causes environnementales, aux mouvements sociaux ou aux attentes d'autorisation des autorités.

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

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

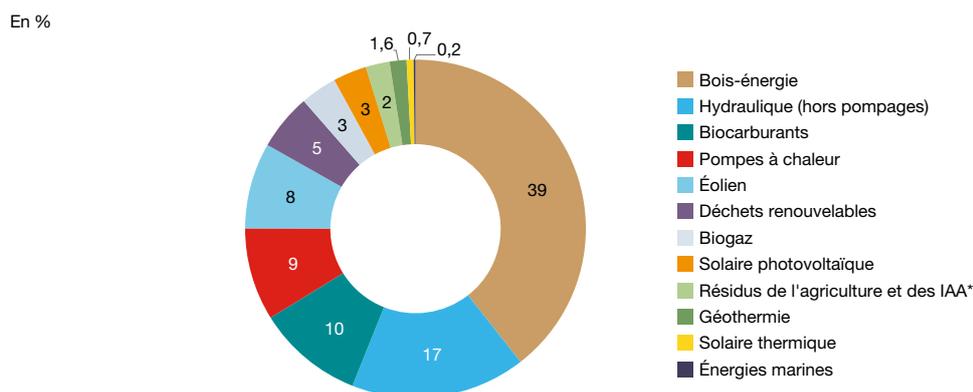
2.2.3 ÉNERGIES RENOUVELABLES ET VALORISATION DES DÉCHETS

La production primaire d'énergie issue de ressources renouvelables s'établit à 25,9 Mtep en 2017, en recul de 1,1 % par rapport à 2016 (figures 2.2.3.1 et 2.2.3.2), alors qu'elle avait fortement augmenté les trois années précédentes. Le développement des filières éolienne et photovoltaïque n'a, en effet, pas compensé la baisse de la production hydraulique, liée à celle de la pluviométrie. Le bois-énergie (y compris liqueur noire) demeure la première énergie renouvelable produite en France (39 % de la

production nationale d'énergie renouvelable), devant l'hydraulique (17 %), les biocarburants (10 %), les pompes à chaleur (9 %), l'éolien (8 %), 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 (2 %), la géothermie (2 %), le solaire thermique et les énergies marines (moins de 1 % pour chacune de ces deux filières).

En incluant par ailleurs les 1,5 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 27,4 Mtep en 2017.

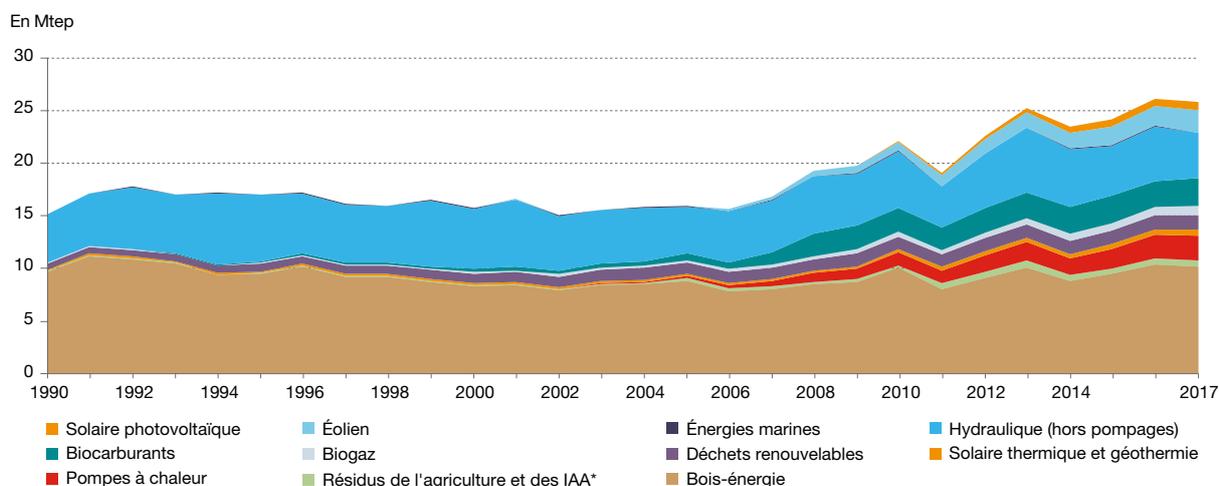
Figure 2.2.3.1 : part de chaque filière dans la production primaire d'énergies renouvelables en 2017 (25,9 Mtep)



* Industries agroalimentaires.

Source : SDES, d'après les sources par filière

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



* Industries agroalimentaires.

Champ : France métropolitaine avant 2011 ; France entière (y compris DOM) à partir de 2011.

Source : SDES, d'après les sources par filière

Les **énergies renouvelables électriques** correspondent aux filières de production primaire d'électricité (7,3 Mtep en 2017). 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, par conséquent, 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 un rebond de 10 % en 2016, la production hydraulique (hors pompages) se replie de 18 % en 2017, à 4,3 Mtep (soit 50,0 TWh), du fait d'une moindre pluviométrie qu'en 2016.

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) et 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 45 ktep en 2017 (soit 0,5 TWh).

Éolien

Soutenue par le fort accroissement des capacités installées sur le territoire, la production éolienne progresse de 15 % en 2017, soit un rythme comparable à la croissance annuelle moyenne de la filière entre 2010 et 2016. Elle s'établit à 2,1 Mtep (soit 25 TWh) en 2017.

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 de 11 % en 2017. À 0,8 Mtep (soit 10 TWh), elle a plus que doublé 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** (20,0 Mtep en 2017) regroupent les filières pour lesquelles l'énergie produite l'est 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 10,8 Mtep. Après deux années de hausse, elle recule de 2 % en 2017 du fait de températures plus douces qu'en 2016. La consommation de biomasse est néanmoins globalement en hausse depuis 2006, soutenue par l'utilisation croissante de biomasse dans les installations de cogénération et de production de chaleur. Celle-ci sert en effet à 93 % à la production de chaleur (vendue ou non), tandis que les 7 % restants servent à la production d'électricité, essentiellement en cogénération.

La biomasse, constituée pour environ 87 % par le bois-énergie (hors liqueur noire), est consacrée pour près des deux tiers au chauffage des logements des ménages (*cf. 4.5*). Cette part tend cependant à baisser, en raison d'une diminution régulière de la consommation par ménage équipé d'un appareil de chauffage au bois ainsi que du net recul des ventes d'appareils de chauffage au bois depuis 2013 (malgré une hausse des ventes sur certains segments, tels que les poêles à granulés).

Biogaz

En 2017, la production primaire de biogaz s'élève à 0,9 Mtep, en forte augmentation par rapport à 2016 (+ 14 %). Cette évolution s'inscrit dans une tendance continue à la hausse, notable depuis une dizaine d'années. Environ 52 % de la production de biogaz (466 ktep) est valorisée sous forme d'électricité. La puissance des installations raccordées au réseau électrique représente un peu plus de 0,4 GW en fin d'année 2017, en augmentation de 8 % par rapport à 2016. Le reste de la production de biogaz est principalement dédié à la production de chaleur (45 %, soit 403 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 3 % de la production totale de biogaz en 2017, soit 31 ktep, il progresse néanmoins fortement (*cf. 3.3*).

Biocarburants

La biomasse liquide, constituée des biocarburants, est utilisée pour la force motrice des véhicules. En 2017, la production nationale de biocarburants s'élève à 2,6 Mtep. La France produit principalement du biodiesel (83 %), mais également du bioéthanol (16 %). Stimulée par une fiscalité encourageant l'incorporation de biocarburants, la production a connu une forte croissance pendant une dizaine d'années. Elle augmente de 8 % en 2017, notamment en raison de la hausse de la taxe générale sur les activités polluantes dans la filière essence, passant de 7 % à 7,5 %.

Déchets

La production d'énergie primaire à partir de l'ensemble des déchets augmente de 1 % en 2017, pour s'établir à 2,9 Mtep. Plus de la moitié (57 %) 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, on considère que les déchets renouvelables correspondent à la moitié des déchets urbains, soit 1,4 Mtep en 2017. Les déchets non renouvelables recouvrent l'autre moitié des déchets urbains ainsi que les déchets industriels ; ils s'élèvent à 1,5 Mtep en 2017.

Solaire thermique

La production du parc des installations solaires thermiques est de l'ordre de 0,2 Mtep en 2017, en hausse de 4 % sur un an. Environ 40 % de cette production est réalisée dans les DOM. Le développement de la filière, particulièrement dynamique jusqu'au début de la décennie, a depuis nettement ralenti. En 2017, les ventes d'équipements augmentent néanmoins de 2 %, mais restent environ deux fois moindres que sur la période 2006 à 2012. En métropole, ce sont essentiellement des projets de « grandes surfaces » solaires thermiques qui permettent le développement de la filière ces dernières années.

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).

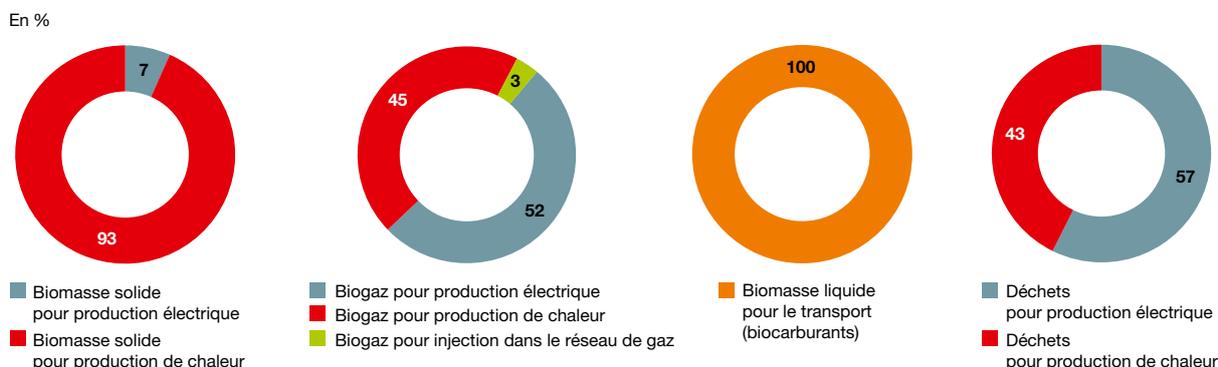
La géothermie dite de « basse énergie » exploite des aquifères d'une profondeur de plusieurs centaines de mètres, à des fins de production de chaleur (chauffage et eau chaude sanitaire). Elle est généralement mobilisée comme source de production par les réseaux de chaleur, en raison du montant élevé 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 300 ktep en 2017, augmentant de 20 % en un an. Cette hausse s'explique notamment par la pleine mise en service des centrales géothermiques de Rittershoffen et de Villages Nature Paris.

A contrario, la géothermie dite « profonde » (ou « haute température ») est utilisée pour produire de l'électricité. Elle concerne un site en métropole, à Soultz-sous-Forêts (Alsace) et un site à Bouillante, en Guadeloupe. Ils ont permis de produire 11 ktep d'électricité sur l'année 2017.

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 2,3 Mtep en 2017, en hausse de 5 % sur un an.

Figure 2.2.3.3 : les différents types de valorisation de la biomasse et des déchets en 2017



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 La facture énergétique augmente, tirée par les achats, mais également et surtout en raison de la remontée des prix

2.3.1 CHARBON

L'approvisionnement de la France en charbon primaire repose presque exclusivement sur ses importations. Leur niveau – un peu plus de 15 millions de tonnes (Mt) en 2017 (*figure 2.3.1.1*) – est ainsi très lié à celui de la consommation nationale, dont les principales fluctuations à court terme reflètent 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

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mt	En M€								
Importations	19,1	1 926	15,1	1 452	14,1	1 313	13,4	1 170	15,7	2 069
Charbon primaire	18,6	1 807	14,4	1 305	13,6	1 195	12,9	1 080	15,1	1 924
Charbon dérivé	0,5	119	0,7	147	0,5	118	0,4	89	0,6	145
Exportations	- 0,2	- 16	- 0,3	- 34	- 0,2	- 18	- 0,4	- 29	- 0,1	- 20
Charbon primaire	- 0,2	- 14	- 0,3	- 22	- 0,2	- 13	- 0,3	- 16	- 0,1	- 19
Charbon dérivé	0,0	- 2	- 0,1	- 12	0,0	- 5	- 0,1	- 13	0,0	- 1
Solde importateur	18,9	1 910	14,8	1 418	14,0	1 294	13,0	1 140	15,5	2 049
Charbon primaire	18,4	1 793	14,1	1 284	13,4	1 182	12,7	1 064	15,0	1 906
Charbon dérivé	0,5	117	0,7	135	0,5	113	0,4	76	0,6	144

Source : DGDDI

Les cinq principaux fournisseurs de charbon de la France demeurent les mêmes depuis plusieurs années. En 2017, la Russie devient le plus important d'entre eux, avec près de 30 % du total importé (4,6 Mt, soit 1,2 Mt de plus qu'en 2016). L'Australie, qui occupait le premier rang depuis trois ans, vient ensuite (20 % des imports), suivie par la Colombie (15 %) et les États-Unis (14 %). L'Afrique du Sud, parmi les trois premiers en 2013, est passée en cinquième position, avec 12 % des quantités importées (1,9 Mt) - (*figure 2.3.1.2*).

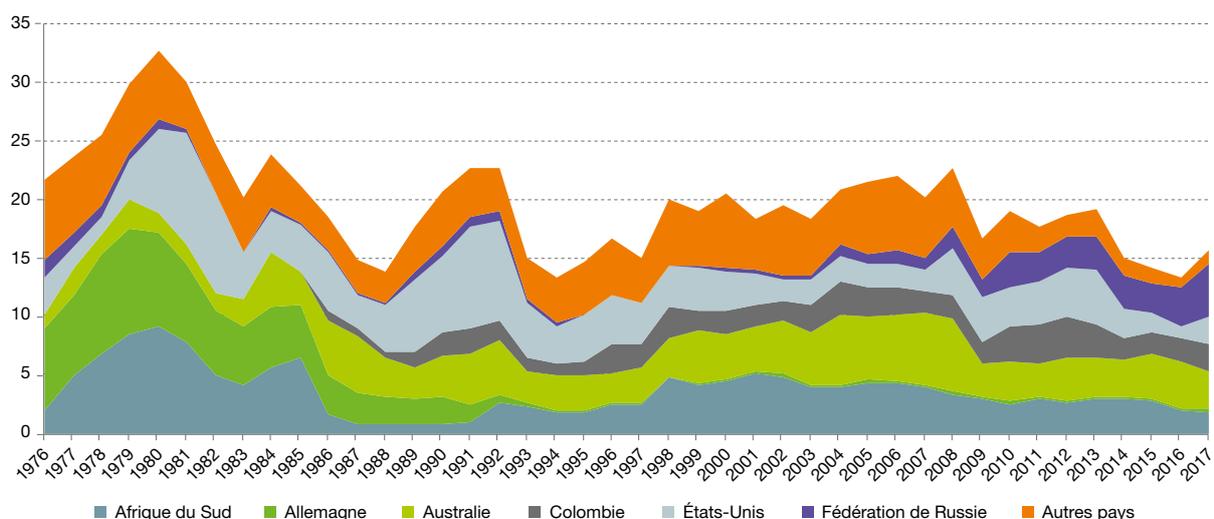
Tous produits confondus, les importations de charbon, nettes des (faibles) volumes exportés, s'élèvent à 15,5 Mt en 2017. Dans un contexte de reprise économique et du fait des

vagues de froid de janvier et novembre, elles rebondissent nettement (+ 19 %) par rapport à 2016, année lors de laquelle elles avaient atteint 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 de la reprise de la demande et de la forte hausse des prix, tirée notamment par les mesures prises en Chine pour réduire son activité minière fin 2016, se traduit par une augmentation de près de 80 % de la facture charbonnière de la France en 2017, à 2,0 Md€. Ce niveau n'avait pas été atteint depuis 2012.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.3.1.2 : origine des importations de charbon

En millions de tonnes



Note : l'Allemagne comprend l'ex-RDA depuis 1991. Jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calcul SDES, d'après DGDDI

Fin 2017, les stocks de charbon sur le territoire national, y compris les stocks de l'industrie hors sidérurgie, s'élèvent à 5,2 Mt, en augmentation sur un an. Les opérateurs ont, en effet, globalement stocké des produits charbonniers en 2017, à hauteur de 0,3 Mt (figure 2.3.1.3). 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 2017, la part des stocks destinés à la production d'électricité a augmenté de six points par rapport à celle de 2016.

Figure 2.3.1.3 : variations de stocks de produits charbonniers

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€	En Mt	En M€
Variations de stocks	1,0	- 21	- 0,2	- 23	0,2	- 10	1,0	48	- 0,3	- 105
Charbon primaire	1,2	35	0,0	1	0,4	31	1,0	65	- 0,1	- 43
Charbon dérivé	- 0,2	- 56	- 0,1	- 25	- 0,2	- 41	- 0,1	- 17	- 0,2	- 62

Note : 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 : DGDDI ; EDF ; FFA ; Insee ; Uniper

2.3.2 PÉTROLE BRUT ET RAFFINÉ

En 2017, les importations françaises de pétrole brut s'élèvent à 59,0 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), en progression de 3,2 % par rapport à 2016 (*figure 2.3.2.1*).

Avec la baisse des activités de raffinage en France, les importations de pétrole brut s'étaient sensiblement contractées au début de la décennie, alors qu'elles représentaient plus de 80 Mtep par an jusqu'à la fin des

années 2000. Face à la reprise de la demande en 2017, les imports sont repartis à la hausse.

La facture correspondante de la France s'établit à 21 Md€ en 2017 : elle bondit de 26 % sur un an, en raison notamment de la forte remontée des cours du pétrole brut (*cf. 1.3.1*) et, dans une moindre mesure, de la hausse des achats (+ 3 %). Elle retrouve ainsi son niveau de 2015. Entre 2013 et 2016, cette dépense avait chuté de plus de moitié, principalement du fait de l'effondrement des cours fin 2014.

Figure 2.3.2.1 : importations de pétrole brut*

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Importations	58,0	35 171	56,1	30 914	59,5	21 114	57,2	16 661	59,0	21 060

* 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 ; DGDDI ; SARA

En 2017, la France a acheté un peu moins de la moitié de son pétrole brut auprès des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep). Cette part baisse pour la deuxième année consécutive (- 4,1 %), après quatre années de progression soutenue. Cette baisse s'explique notamment par le fait que les membres de l'Opep, en application d'un accord signé fin 2016, ont davantage réduit leur production que les autres pays producteurs.

Le Kazakhstan devient, en 2017, le premier fournisseur de la France, avec 9,3 Mtep, équivalant à 16 % des quantités importées (*figure 2.3.2.2*). Il est suivi par la Russie, dont les livraisons ont fortement augmenté (+ 55 % sur un an), avec

9,1 Mtep. L'Iran, de retour sur les marchés en 2016 après la levée des sanctions économiques liées à son programme nucléaire, s'est hissé de la septième à la troisième position (12 % du marché). Les importations de l'Arabie saoudite, qui était le premier fournisseur de la France ces dernières années, chutent à l'inverse (6,3 Mtep en 2017, contre 11,3 Mtep en 2014) et ne représentent plus que 11 % du total. La Norvège (avec 9,3 % du marché), le Nigeria, l'Algérie (8,3 % chacun) et la Libye (6,4 %) viennent ensuite. Ce dernier pays a regagné 3,7 % de part de marché en 2017, malgré le contexte géopolitique toujours tendu, profitant d'une exemption sur la limitation de la production.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.3.2.2 : origine des importations de pétrole brut*

En millions de tep

	1973		1979	1990	2000	2010	2014	2015	2016	2017		
	En %											En %
Grandes zones												
Moyen-Orient	98,5	71,4	96,6	32,4	32,3	11,4	13,2	14,6	14,3	14,3	24,3	
Afrique du Nord	18,7	13,5	9,7	7,3	6,4	12,4	8,2	7,2	6,4	8,8	15,0	
Afrique subsaharienne	15,3	11,1	11,2	-	7,7	8,4	12,1	13,7	10,1	7,2	12,2	
Mer du Nord**	0,2	0,1	4,3	10,7	32,6	10,9	6,6	5,8	6,7	7,1	12,0	
Ex-URSS	3,4	2,5	5,1	6,4	8,2	21,5	15,4	16,5	17,3	20,1	34,0	
Autres	1,8	1,3	1,7	4,2	0,3	1,0	0,5	1,7	2,3	1,5	2,5	
Total	137,9	100,0	128,6	60,9	87,6	65,5	56,1	59,5	57,2	59,0	100,0	
dont Opep***	130,5	94,7	114,3	42,6	0,0	28,2	29,4	31,7	29,8	29,2	49,4	
Opep hors Irak	111,5	80,8	91,1	42,6	0,0	25,7	28,0	28,8	28,3	28,7	48,6	
Principaux fournisseurs												
Kazakhstan	-	-	-	-	2,2	7,0	7,3	8,0	8,1	9,3	15,7	
Russie	-	-	-	-	5,1	11,3	5,5	4,8	5,9	9,1	15,5	
Iran	11,1	8,0	8,0	9,3	5,3	1,8	-	-	4,6	7,1	12,1	
Arabie saoudite	30,8	22,4	45,3	15,5	15,6	6,1	11,3	10,8	8,5	6,3	10,7	
Norvège	0,2	0,1	1,6	5,9	21,6	7,2	4,5	4,2	5,3	5,5	9,3	
Nigeria	12,9	9,3	9,8	3,2	4,9	2,9	6,3	6,8	6,0	4,9	8,3	
Algérie	11,3	8,2	5,2	3,1	3,5	0,9	4,0	4,7	4,6	4,9	8,3	
Libye	6,6	4,8	4,1	3,0	2,5	10,5	3,2	2,1	1,5	3,8	6,4	
Azerbaïdjan	-	-	-	-	0,6	3,2	2,7	3,7	3,2	1,7	2,8	
Royaume-Uni	-	-	2,7	4,8	10,1	3,4	1,8	1,6	1,4	1,5	2,6	
Angola	-	-	-	2,8	1,9	3,5	3,2	4,4	3,2	0,9	1,6	
Irak	19,1	13,8	23,2	3,0	7,4	2,4	1,4	2,8	1,5	0,5	0,8	
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	0,6	1,2	1,0	0,2	0,4	0,6	
Ghana	-	-	-	-	-	-	0,1	0,9	0,1	0,3	0,4	
Brésil	-	-	-	-	0,1	0,7	-	-	0,1	0,1	0,2	
Mexique	-	-	-	2,5	-	-	0,2	1,3	1,2	0,1	0,1	
Congo	1,0	0,7	-	0,9	0,0	1,3	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 en 2017 : Algérie, Angola, Arabie saoudite, Émirats arabes unis, Équateur, Gabon, Guinée équatoriale, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigeria, Qatar, Venezuela.

Note : le pétrole est classé dans ce tableau selon le pays où il a été extrait. Jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Sources : SDES, enquête auprès des raffineurs ; DGDDI ; SARA

En 2017, les importations de produits raffinés sont restées stables sur un an (- 0,1 %), à 41,7 Mtep. Après avoir connu une forte hausse en 2015, les exportations diminuent modérément pour la deuxième année consécutive (- 1,7 % en 2017, après - 1,9 % en 2016), à 20,5 Mtep. Le solde importateur de la France en produits raffinés s'établit ainsi à 21,2 Mtep, alors qu'il dépassait 22 Mtep en 2015 et était proche de 25 Mtep les années précédentes (figure 2.3.2.3). Les importations représentent une dépense d'environ 18,9 Md€ en 2017, tandis que les recettes des exportations s'élèvent à 11,1 Md€. Les échanges extérieurs de produits raffinés pèsent ainsi pour 7,8 Md€ dans le déficit commercial de la France. Ce montant est reparti en hausse sur un an (+ 19 %), à la suite de la remontée importante des prix (cf. 1.3.2), mais reste deux fois moins élevé qu'en 2013.

La France achète principalement du gazole et du fioul domestique. Avec 19,6 Mtep importées en 2017, déduction faite des volumes exportés, pour une dépense nette correspondante de 8,9 Md€, ces deux produits sont ceux pesant le plus dans la facture française en produits raffinés. La France est également importatrice nette de kérosène (3,3 Mtep) et de gaz de pétrole liquéfié (GPL, 2,3 Mtep). À l'inverse, elle exporte essentiellement des supercarburants (3,0 Mtep, nettes des importations), permettant ainsi d'alléger sa facture de 1,3 Md€ en 2017. 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).

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

Les deux premiers fournisseurs de la France en produits raffinés restent la Russie et les États-Unis, avec des parts de marché respectives de 13 % et 12 % en 2017, en baisse toutefois par rapport à 2016. Ils sont suivis des Pays-Bas, avec 10 %. Le Moyen-Orient reste la première région d'approvisionnement en kérosène de la France, avec près de 60 % des imports, devant l'Inde (11 %), qui passe de la cinquième à la troisième position. Le GPL est, quant à lui, importé principalement d'Algérie (37 %), du Royaume-Uni (14 %), de Norvège (12 %), et des États-Unis (11 %).

Près de 70 % des exportations françaises de produits raffinés sont à destination de l'Europe en 2017, cette part étant toutefois en recul par rapport à celle de 2016 (- 4 points). Les destinations des supercarburants se sont concentrées vers l'Europe du Nord (30 %) et les États-Unis (29 %, en hausse de 9 points sur un an), tandis que la part de l'Afrique a chuté à 6 % (soit une perte de 12 points, avec une chute des ventes de 0,6 Mtep). Le fioul lourd est acheminé pour l'essentiel dans l'Union européenne (73 %).

Figure 2.3.2.3 : solde importateur des produits raffinés

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€	En Mtep	En M€
Importations	43,7	29 811	44,2	27 509	43,6	19 846	42,0	15 931	41,7	18 934
Gazole/Fioul domestique	24,5	17 458	24,0	15 541	25,2	11 671	22,8	8 702	22,3	10 089
Supercarburants*	0,4	338	0,5	391	0,7	437	1,3	631	1,6	836
Jet kérosène	4,4	3 168	4,5	3 014	4,8	2 287	4,7	1 753	4,5	2 076
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	3,6	1 910	4,1	1 815	3,9	1 184	3,8	1 035	3,6	1 242
Fioul lourd	5,4	3 126	5,4	2 886	3,6	1 278	4,0	1 154	3,4	1 252
Produits non énergétiques**	3,8	2 688	4,3	2 860	4,0	2 051	4,1	1 849	5,0	2 584
Autres***	1,6	1 123	1,5	1 002	1,5	938	1,3	807	1,4	857
Exportations	- 19,1	- 14 057	- 19,2	- 13 282	- 21,2	- 10 623	- 20,8	- 9 372	- 20,5	- 11 125
Gazole/Fioul domestique	- 2,0	- 1 412	- 1,8	- 1 259	- 2,8	- 1 262	- 2,1	- 776	- 2,6	- 1 144
Supercarburants*	- 3,7	- 2 591	- 4,0	- 2 571	- 4,3	- 1 997	- 4,8	- 1 852	- 4,6	- 2 140
Jet kérosène	- 1,0	- 680	- 1,1	- 728	- 1,2	- 552	- 1,0	- 395	- 1,2	- 553
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	- 1,4	- 835	- 1,2	- 647	- 1,4	- 515	- 1,3	- 409	- 1,3	- 559
Fioul lourd	- 5,4	- 2 735	- 5,7	- 2 545	- 6,3	- 1 659	- 5,6	- 1 120	- 4,6	- 1 317
Produits non énergétiques**	- 4,7	- 3 758	- 4,4	- 3 389	- 4,2	- 2 478	- 5,1	- 2 811	- 5,2	- 3 278
Autres***	- 0,9	- 2 047	- 1,0	- 2 145	- 0,9	- 2 161	- 0,9	- 2 008	- 1,0	- 2 134
Solde importateur	24,6	15 753	24,9	14 227	22,5	9 223	21,2	6 559	21,2	7 809
Gazole/Fioul domestique	22,5	16 046	22,1	14 282	22,4	10 409	20,7	7 926	19,6	8 945
Supercarburants*	- 3,3	- 2 253	- 3,5	- 2 179	- 3,6	- 1 560	- 3,6	- 1 221	- 3,0	- 1 304
Jet kérosène	3,4	2 488	3,4	2 286	3,6	1 735	3,6	1 358	3,3	1 523
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	2,2	1 075	3,0	1 168	2,5	669	2,5	625	2,3	683
Fioul lourd	0,0	392	- 0,3	341	- 2,7	- 381	- 1,6	34	- 1,1	- 66
Produits non énergétiques**	- 0,9	- 1 070	- 0,2	- 529	- 0,3	- 427	- 1,0	- 962	- 0,2	- 694
Autres***	0,6	- 925	0,5	- 1 142	0,5	- 1 222	0,4	- 1 201	0,4	- 1 277

* Y compris essence aviation.

** Naphta, bitumes, lubrifiants.

*** Coke de pétrole, pétrole lampant, 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 DGDDI

En 2017, les stocks français de pétrole brut et d'autres produits à distiller ont augmenté de 0,3 Mtep, correspondant à une variation monétaire de 124 M€. À 7,9 Mtep, dont 7,0 Mtep de pétrole brut et 0,9 Mtep de charges de raffinage, ils repartent à la hausse, après avoir atteint, en 2016, leur plus

bas niveau depuis près de vingt ans (7,6 Mtep, dont 6,5 Mtep de pétrole brut et 1,0 Mtep de charges de raffinage). Comme en 2016, les stocks de produits raffinés s'établissent à environ 14 Mtep fin 2017.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

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 successives de baisse, les entrées brutes de gaz naturel sur le territoire progressent pour la seconde année consécutive, de 4,7 % en 2017, pour atteindre 558 TWh (PCS) - (figure 2.3.3.1). Tirée en outre par la hausse des prix (cf 1.4.1), la dépense correspondante rebondit de 15,7 % en 2017, à 9,7 Md€, mais reste toutefois bien en deçà de son niveau d'il y a quatre ans (16,6 Md€ en 2013).

Les entrées brutes par gazoduc reculent légèrement, à 451,0 TWh en 2017 (- 0,5 %). En revanche, les importations de GNL progressent pour la seconde année consécutive (+ 34,2 %) et retrouvent ainsi leur niveau de 2012. Avec 106,6 TWh en 2017, le GNL regazéifié représente désormais 19 % des entrées brutes de gaz naturel, contre 28 % en 2011. 63 % des importations de GNL sont réceptionnées au terminal méthanier de Fos-sur-Mer ; 27 % relèvent du terminal de Montoir-de-Bretagne et 9 % relèvent du nouveau terminal de Dunkerque dont la mise en service commerciale a eu lieu en janvier 2017. Enfin, outre les injections de GNL regazéifié dans le réseau

depuis les terminaux méthaniers, du GNL est également directement acheminé par camion-citerne jusqu'à certains industriels. Les volumes correspondants sont encore relativement faibles (1,2 TWh), mais progressent régulièrement.

Les sorties du territoire, sous forme gazeuse, s'effectuent aux points d'interconnexion du réseau (PIR) de gazoduc de France métropolitaine avec les réseaux étrangers, principalement espagnol (PIR Pirineos), suisse (PIR Oltingue et Jura) et belge (PIR Alveringem). Après deux années successives de baisse, les sorties rebondissent sensiblement en 2017, de 62,5 %. Ce sont ainsi 70,1 TWh de gaz qui ont été réexportés en 2017, pour une recette correspondante s'élevant à 1,2 Md€. La hausse des volumes réexportés concerne principalement les sorties vers la Suisse (+ 160,9 %) et l'Espagne (+ 38,9 %), tandis que celles vers la Belgique reculent (- 60,2 %).

La hausse des sorties, légèrement plus élevée que celle des entrées, se traduit par un léger repli du solde importateur de la France en gaz naturel en 2017 (- 0,4 %), après deux années consécutives de hausse. Celui-ci s'élève ainsi à 487,6 TWh en 2017, niveau comparable à ceux de 2013 et de 2016. Après trois années consécutives de baisse, la facture correspondante, nette des bénéfices tirés des réexportations, se redresse de 10,0 % pour atteindre 8,5 Md€, le rebond des cours affectant les prix, tant à l'import qu'à l'export.

Figure 2.3.3.1 : solde importateur de gaz naturel

	2013		2014		2015		2016		2017	
	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	549,4	16 603	519,4	13 681	508,9	11 545	532,8	8 409	557,667	9 727
Selon la forme de gaz										
Gaz sous forme gazeuse	463,1	13 834	449,2	11 861	444,7	9 928	453,4	7 090	451,0	7 980
Gaz naturel liquéfié (GNL)	86,3	2 769	70,2	1 821	64,2	1 617	79,5	1 319	106,6	1 748
Selon le type de contrat										
Court terme	79,1	n.d.	113,7	n.d.	106,4	n.d.	97,5	n.d.	110,4	n.d.
Moyen et long terme	470,3	n.d.	405,6	n.d.	402,5	n.d.	435,3	n.d.	447,2	n.d.
Exportations	- 58,3	- 1 658	- 82,1	- 2 096	- 62,9	- 1 406	- 43,1	- 677	- 70,1	- 1 218
Solde échanges extérieurs	491,1	14 945	437,3	11 585	446,0	10 140	489,7	7 732	487,6	8 509

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

n.d. : non disponible.

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 (3,0 TWh en 2017).

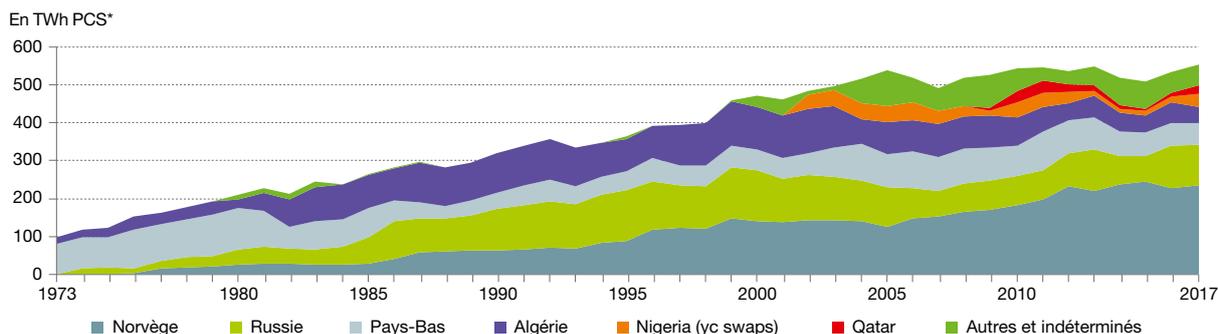
Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, Téréga, les fournisseurs de gaz, DGDDI

La Norvège demeure le principal fournisseur de la France en 2017 (43 % du total des entrées brutes), à un niveau analogue à celui des cinq dernières années, et reste loin devant la Russie (19 %), les Pays-Bas (10 %), l'Algérie (8 %), le Nigeria (6 %) et le Qatar (4 %). Dans le cadre de contrats de long terme, la hausse des importations françaises de gaz

naturel en 2017 est principalement portée par celle des achats auprès du Nigeria (+ 116 %), du Qatar (+ 156 %) et de la Norvège (+ 3 %) - (figure 2.3.3.2). Les achats de gaz naturel sur les marchés du nord-ouest de l'Europe, pour lesquels le lieu de production du gaz ne peut pas être retracé, représentent 10 % des entrées brutes.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.3.3.2 : origine des importations de gaz naturel



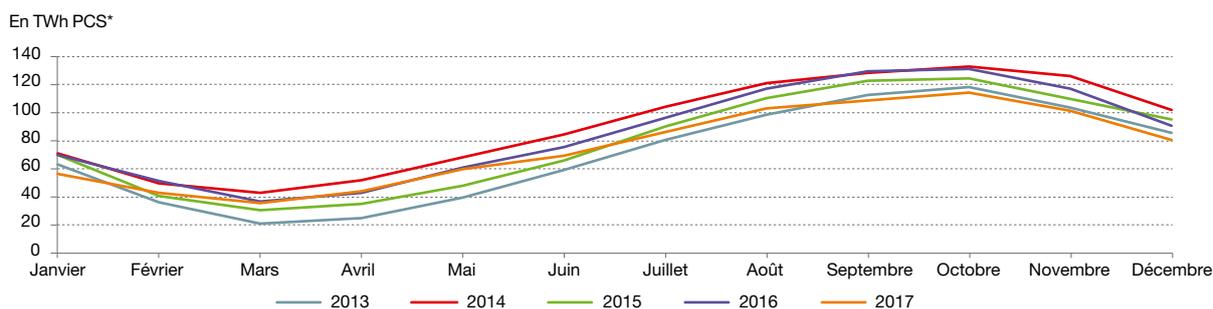
* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

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

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). Les stocks sont, en général, sollicités de novembre à mars, période communément appelée « hiver gazier », avant d'être progressivement reconstitués d'avril à octobre. Le niveau des stocks utiles a été particulièrement bas durant le second semestre 2017 en comparaison des années précédentes de la décennie. Après avoir atteint 114 TWh fin octobre 2017, il a décliné fortement lors de l'hiver 2017-2018,

marqué par un pic de froid en février et une activité soutenue des centrales à gaz (cf. 3.5.1). Les stocks utiles ne représentaient ainsi que 13 TWh fin mars 2018, soit le plus bas niveau observé depuis le début de la décennie. In fine, la variation de stocks entre fin décembre 2016 et fin décembre 2017 a atteint 9,6 TWh, la dépense correspondante rebondissant de 130,5 %, à 174,1 Md€ (figure 2.3.3.4). À noter que la régulation des stockages mise en place en 2018 vise à favoriser la reconstitution de stocks plus importants, qui sont nécessaires pour la gestion du système gazier ainsi que pour le passage des pics de consommation en hiver.

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



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, enquête mensuelle sur la statistique gazière

Figure 2.3.3.4 : variations de stocks de gaz naturel

	2013		2014		2015		2016		2017	
	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€
Variations de stocks	6,8	201,8	- 16,3	- 428,9	6,5	148,1	4,8	75,5	9,6	174,1

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Note : les variations de stocks sont comptées positivement en cas de déstockage, négativement en cas de stockage.

Source : calculs SDES, enquête mensuelle sur la statistique gazière

2.3.4 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 2017, pour une facture correspondante de 0,6 Md€, soit une hausse modérée de 2 % par rapport à 2016 (figure 2.3.4.1). Cela masque cependant une augmentation sensible des imports (+ 14 %, à 1,0 Mtep), compensée par une très forte hausse des exports (+ 59 %, à 0,4 Mtep), dans

un contexte de reprise de la production, tirée par une hausse de la demande.

Le bioéthanol est le produit dont les imports ont le plus augmenté (+ 27 %). À l'inverse, la progression des exports est portée par celle des ventes de biodiesel, qui ont bondi de 64 %, et augmentent fortement pour la cinquième année consécutive.

Depuis 2015, la France est importatrice de bioéthanol. En 2017, comme en 2016, le biodiesel représente l'essentiel des quantités échangées (plus de 85 % des imports et exports).

Figure 2.3.4.1 : échanges extérieurs de biocarburants

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En ktep	En M€								
Importations	461	483	565	535	611	504	895	754	1 027	901
Bioéthanol	52	65	56	68	102	104	109	95	139	131
Biodiesel	408	418	509	467	509	401	786	659	888	770
Exportations	- 207	- 245	- 185	- 204	- 180	- 171	- 205	- 193	- 325	- 333
Bioéthanol	- 166	- 199	- 115	- 133	- 59	- 63	- 26	- 21	- 32	- 29
Biodiesel	- 41	- 46	- 70	- 71	- 121	- 108	- 179	- 172	- 293	- 304
Solde importateur	254	238	379	331	432	334	690	561	702	568
Bioéthanol	- 114	- 134	- 60	- 65	43	41	83	74	107	102
Biodiesel	367	372	439	396	388	293	607	487	595	466

Source : DGDDI

2.3.5 ÉLECTRICITÉ

La France est globalement exportatrice d'électricité, du fait d'une production dans l'ensemble supérieure à la demande intérieure (figure 2.3.5.1). 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 2017, la France a importé une vingtaine de térawattheures et en a exporté trois fois plus, soit un solde exportateur d'électricité de 40 TWh. Après avoir fortement chuté en 2016, de 35 %, à un niveau inédit depuis 2010, ce dernier recule à nouveau légèrement en 2017, de 3 %. La France a notamment importé davantage d'électricité qu'elle n'en a exporté lors des vagues de froid de janvier et novembre. Le solde exportateur d'électricité chute aux interconnexions frontalières avec la région CWE

(*Central Western Europe* : - 192 % vers l'ensemble Belgique et Luxembourg, - 27 % vers l'Allemagne), avec la Suisse (- 28 %), avec la Grande-Bretagne (- 18 %) et, dans une ampleur plus modérée, avec l'Italie (- 2 %). A contrario, il poursuit sa progression, de 60 %, à l'interconnexion frontalière avec l'Espagne, à la suite de la mise en service, en octobre 2015, de la nouvelle ligne d'interconnexion Baixas - Santa Llogaia. Environ 16 TWh ont ainsi été exportés en 2017 vers l'Espagne et 3 TWh en ont été importés.

Les recettes tirées des exportations d'électricité s'élèvent en 2017 à 2,5 Md€. Déduction faite des dépenses d'importation (1,2 Md€), il en résulte un solde net de 1,3 Md€, en hausse de 0,2 Md€ sur un an. Cette augmentation de 22 % s'explique essentiellement par la hausse des prix à l'exportation, liée notamment aux cours très élevés des premier et dernier trimestres (cf. 1.7.1). Le bénéfice net tiré du commerce extérieur d'électricité ne retrouve toutefois pas les niveaux atteints lors des années 2014 et 2015.

Figure 2.3.5.1 : échanges extérieurs d'électricité

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En TWh	En M€								
Importations	12	668	8	345	10	450	20	923	21	1 199
Exportations	- 60	- 2 373	- 75	- 2 497	- 74	- 2 787	- 61	- 1 995	- 61	- 2 508
Solde importateur	- 48	- 1 706	- 67	- 2 152	- 64	- 2 337	- 42	- 1 073	- 40	- 1 309

Sources : DGDDI ; CRE

partie 3

Transformation, transport et distribution d'énergie en France

— La consommation liée à la transformation, au transport et à la distribution d'énergie recule légèrement, de 0,7 % en 2017, à 94,2 Mtep. Cette baisse, dans la continuité de celle enregistrée en 2016, s'explique principalement par celle de la production nucléaire et n'est qu'en partie compensée par la hausse d'activité des centrales thermiques classiques, notamment fonctionnant au gaz. Le secteur du raffinage a transformé, quant à lui, 61 Mtep de pétrole brut en produits raffinés, à peu près autant qu'en 2016. Les hauts-fourneaux ont consommé 5 Mtep de produits charbonniers en 2017, pour une dépense de 1,6 Md€, en nette augmentation en raison de la hausse d'activité et de celle des prix.



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

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 3,2 Mtep de charbon primaire en 2,3 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 (0,1 Mtep en 2017) est réutilisée pour chauffer les fours à coke (conjointement à une partie des gaz de hauts-fourneaux, cf. *infra*). 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 292 M€ en 2017. En hausse régulière les années précédentes, elle recule depuis deux ans (de 22 % en 2017), en raison des variations relativement plus fortes 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

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Consommation totale	3,60	652	3,36	491	3,27	461	3,25	451	3,38	849
Charbon primaire	3,26	587	3,17	475	3,15	433	3,06	408	3,18	772
Gaz dérivés	0,34	65	0,19	16	0,12	28	0,19	43	0,20	77
Production totale	2,90	946	2,89	804	2,89	907	2,75	824	2,86	1 141
Charbon dérivé	2,32	835	2,29	753	2,24	755	2,18	692	2,26	910
Gaz dérivés	0,58	111	0,60	51	0,66	152	0,57	132	0,59	232
Consommation totale nette	0,70	-	0,47	-	0,38	-	0,50	-	0,53	-
Marge de cokéfaction	-	294	-	313	-	445	-	373	-	292

Sources : SDES ; FFA ; Insee

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 permet 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 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

En 2017, les hauts-fourneaux ont consommé 4,9 Mtep de produits charbonniers, dont 2,3 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 3,8 Mtep, pour une dépense correspondante de 1,2 milliard d'euros (figures 3.1.2.1 et

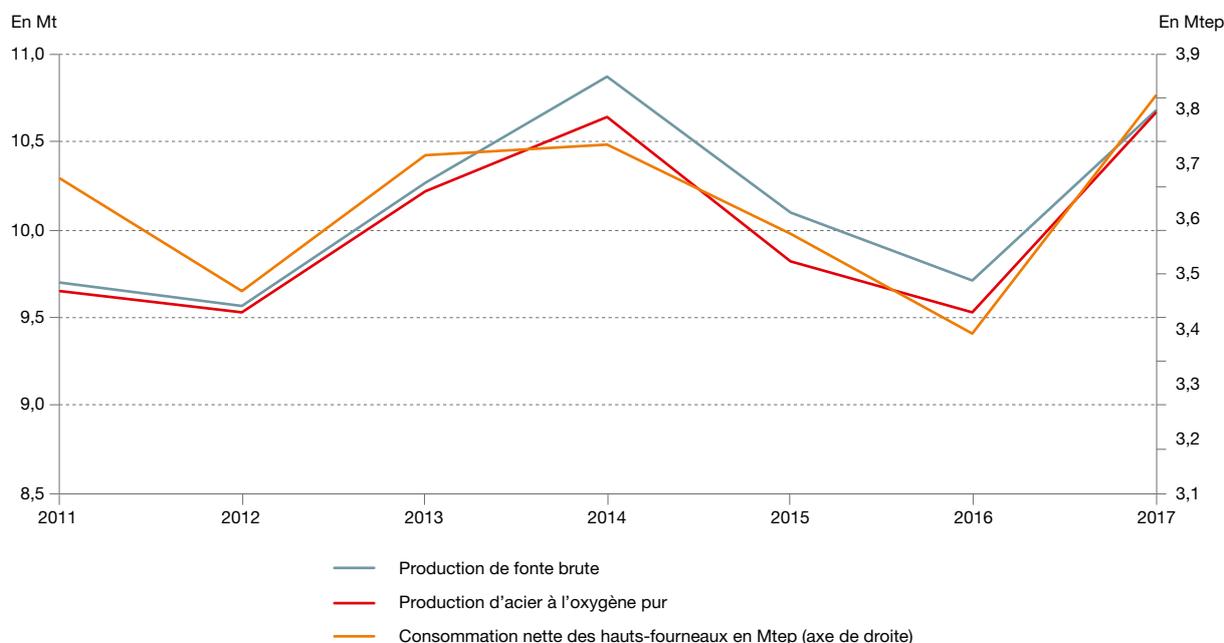
3.1.2.2). Avec le recul des cours du charbon, cette dernière avait diminué de près d'un tiers entre 2012 et 2016, malgré des niveaux de production relativement élevés entre 2013 et 2015. Elle remonte néanmoins nettement en 2017, dans un contexte de hausse des prix et de reprise économique, l'activité de la filière fonte revenant à son niveau de 2014.

Figure 3.1.2.1 : consommation et production des hauts-fourneaux

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Consommation totale	4,96	1 370	5,03	1 138	4,77	1 246	4,41	1 227	4,91	1 592
Charbon primaire	1,82	345	1,94	332	1,60	281	1,52	268	1,82	501
Charbon dérivé	2,30	863	2,32	741	2,25	753	2,17	792	2,32	792
Gaz dérivés	0,84	161	0,76	65	0,92	212	0,73	168	0,77	300
Production totale	1,25	239	1,29	110	1,20	278	1,02	234	1,09	425
Gaz dérivés	1,25	239	1,29	110	1,20	278	1,02	234	1,09	425
Consommation totale nette	3,72	1 130	3,74	1 028	3,57	969	3,39	993	3,82	1 167

Sources : SDES ; FFA ; Insee

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 Le volume de production des raffineries de pétrole est stable et sa valeur rebondit

Le raffinage consiste à transformer le pétrole brut et les produits à distiller 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 et mieux valorisables. Les produits ainsi obtenus font ensuite l'objet de procédés d'amélioration, visant notamment à en réduire la teneur en soufre ou, pour les supercarburants, à en augmenter l'indice d'octane.

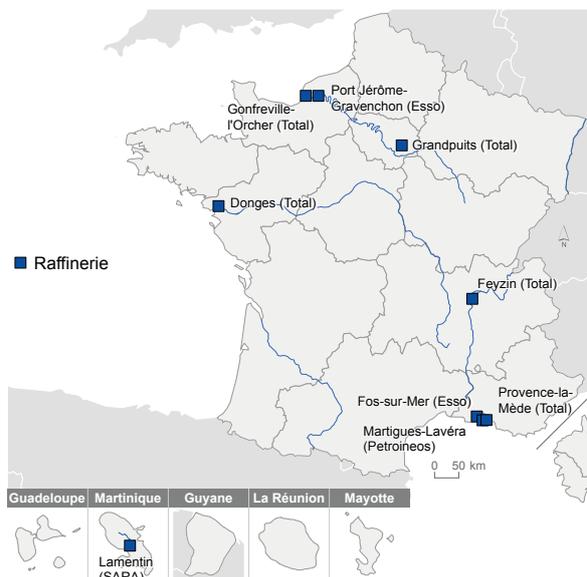
Les biocarburants produits ou importés en France sont incorporés en raffinerie ou en dépôt aux carburants non issus de biomasse. Les informations fournies ci-dessous portent sur les produits raffinés, biocarburants exclus.

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. De plus, il existe 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 Mtep par an dans les années 2000, est passée sous le seuil de 60 Mtep par an depuis 2012. Avec la fermeture de la raffinerie de Provence-la Mède fin 2016, qui doit être prochainement reconvertie pour produire des biocarburants miscibles au gazole ou au carburacteur, la France (y compris les DOM) ne compte désormais plus que huit raffineries (figure 3.2.1).

En 2017, la production nationale de produits raffinés, nette de la consommation propre des raffineries, s'élève à 59 Mtep, pour une consommation de matière première de 61 Mtep (figure 3.2.2). Elle est stable sur un an (+ 0,3 %), dans un contexte de rebond de la demande nationale de

Figure 3.2.1 : raffineries de pétrole en 2017



Note : la raffinerie de Provence-la-Mède a cessé son activité fin 2016 pour être reconvertie en bioraffinerie.

Source : DGEC

produits pétroliers (cf. 4.3). Cette production avait reculé sensiblement, de 1,5 % en 2016, après un rebond de 3,6 % en 2015, année au cours de laquelle les cours du pétrole étaient bas et les marges des raffineries étaient les plus élevées des dix dernières années.

Les raffineurs ont dépensé, en 2017, 21,7 Md€ en pétrole brut et en charges de raffinage, pour fournir des produits finis valorisés à 25,3 Md€. La valeur de cette production est répartie nettement à la hausse (+ 23 %), après cinq années consécutives de repli, en raison notamment de la remontée des cours (cf. 1.3). Elle retrouve ainsi un niveau comparable à celui de 2015. Elle ne rejoint cependant pas son niveau de 2013, avec une baisse d'un tiers depuis, alors que, dans le même temps, les quantités produites ont augmenté de 3 %.

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

Les raffineries françaises produisent principalement du gazole (35 % du total de la production en 2017), des supercarburants (20 %), du fioul lourd (10 %) et des produits non énergétiques (14 %) – (figure 3.2.3). Le fioul domestique

représente 8 % du total de la production nationale de produits raffinés, le kérosène 7 %, le GPL 3 % et l'ensemble des autres produits 2 %. Cette répartition est stable ces dernières années.

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

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Consommation de pétrole brut et autres charges de raffinage	59,8	36 059	60,0	32 773	62,0	21 870	61,1	17 650	61,1	21 702
Production nette des raffineries	57,2	38 296	57,4	35 406	59,5	25 609	58,6	20 674	58,8	25 340

Note : la production est nette de l'autoconsommation des raffineries.
Sources : SDES, enquête auprès des raffineurs ; CPDP ; DGDDI ; SARA

Figure 3.2.3 : production nette de produits finis des raffineries

En Mtep

	2013	2014	2015	2016	2017
Production nette des raffineries	57,2	57,4	59,5	58,6	58,8
Gazole	20,3	21,1	20,8	20,5	20,6
Fioul domestique et autres gazoles	4,8	4,1	5,2	4,9	4,6
Supercarburants*	11,0	11,7	11,8	11,8	11,9
Jet kérosène	4,4	3,8	4,0	3,9	4,4
GPL	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8
Fioul lourd	6,4	6,3	7,1	7,2	6,0
Produits non énergétiques**	7,6	7,6	7,8	7,4	8,2
Autres***	1,1	1,2	1,1	1,2	1,3

* Y compris essence aviation.

** Naphta, bitumes, lubrifiants.

*** Coke de pétrole, pétrole lampant, autres produits.

Note : la production est nette de l'autoconsommation des raffineries.

Sources : SDES, enquête auprès des raffineurs ; SARA

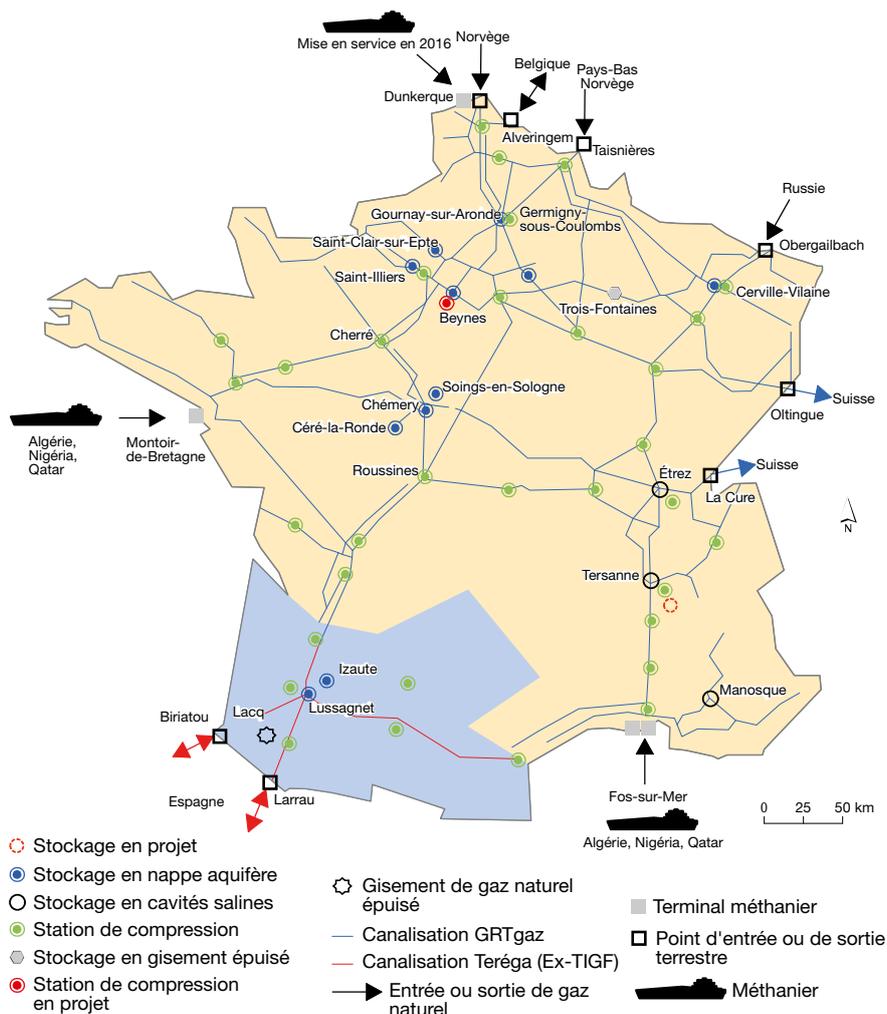
3.3 Transport et distribution de gaz naturel

Les infrastructures gazières françaises permettent d'acheminer le gaz naturel, pour l'essentiel importé, vers les zones de consommation (figure 3.3.1).

La majorité du gaz naturel consommé en France est importé par gazoduc. Le système gazier est aujourd'hui doté de sept points d'interconnexion principaux, pour une capacité d'importation cumulée d'environ 2 335 GWh/j.

Les terminaux méthaniens 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).

Figure 3.3.1 : infrastructures gazières françaises en 2017, hors réseaux de distribution



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 ; Teréga

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

La société Elengy gère les terminaux de Fos Tonkin et Montoir-de-Bretagne, tandis que Fosmax LNG gère celui de Fos Cavaou, l'accès à ces trois terminaux étant régulé par la CRE. Le terminal de Loon-Plage, dont la mise en service commerciale a eu lieu en janvier 2017, est géré par Dunkerque LNG et bénéficie pour une durée de vingt ans d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire.

Au sein du territoire métropolitain continental, les flux de gaz sont assurés par le biais d'un maillage des réseaux de transport et de distribution, fonctionnant en synergie avec des infrastructures de stockage de gaz naturel. La constitution de stocks de gaz naturel à proximité des zones de consommation lors de la période estivale permet de réduire les risques de saturation des réseaux et de répondre aux fortes consommations de gaz lors des périodes hivernales (cf. 2.3.3). Les 15 sites de stockage souterrain français, qui constituent ainsi des infrastructures essentielles pour assurer l'approvisionnement en gaz naturel du territoire, sont exploités par deux opérateurs : Storengy (dix sites en nappes aquifères et trois cavités salines) et Teréga (deux 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 : Teréga dans le sud-ouest de la France (5 100 km de réseau), GRTgaz pour le reste du territoire (32 500 km de réseau). Avant le 1^{er} novembre 2018, l'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel était assuré au sein de zones distinctes (deux en 2017), connectées l'une à l'autre et correspondant aux places de marchés françaises (cf. 1.4.1). Depuis cette date, une place de marché unique couvre l'ensemble du territoire. 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, 23 entreprises locales de distribution (ELD), ainsi que quelques autres sociétés, se répartissant le reste.

La rémunération des gestionnaires d'infrastructures pour leur mission d'acheminement du gaz aux consommateurs finaux sur le territoire français s'élève à un peu plus de 6,1 Md€ en 2017, en recul de 0,9 % par rapport à 2016 (figure 3.3.2). Elle correspond au coût des infrastructures gazières répercuté sur le consommateur final, d'une part via les tarifs d'accès des tiers aux réseaux (ATRT, ATRD) et aux terminaux régulés (ATTM), fixés par la CRE, et d'autre part via les tarifs liés aux sites de stockage, fixés par les gestionnaires (jusqu'à la mise en place, au 1^{er} janvier 2018, d'une régulation économique des opérateurs des infrastructures de stockage essentielles). Cette rémunération exclut donc les prestations facturées entre les différents gestionnaires d'infrastructures ainsi que les recettes liées au transport du gaz transitant par le territoire national. Elle comprend, en revanche, la valeur des pertes physiques de gaz sur les réseaux, qui sont achetées sur les marchés par les gestionnaires. Ces pertes s'élèvent à 5,6 TWh en 2017, en recul de 1,6 % par rapport à 2016, représentant une charge de 99 M€ pour les gestionnaires (figure 3.3.3). 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. Nette de la valeur de ces pertes, les gestionnaires ont ainsi perçu une rémunération d'un peu plus de 6,0 Md€ en 2017, en recul de 1,1 % par rapport à 2016, pour financer le développement, la maintenance et l'exploitation des infrastructures gazières ainsi que les missions associées (figure 3.3.4). Cette baisse rompt avec la hausse de 3,1 % observée entre 2011 et 2016. Le réseau de transport et ceux de distribution représentent respectivement 29 % et 55 % de ces coûts d'infrastructures en 2017, contre 9 % pour les sites de stockage souterrain et 7 % pour les terminaux méthaniers.

Figure 3.3.2 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières

En M€

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Réseau de transport	1 422	1 486	1 583	1 717	1 724	1 809	1 797
<i>dont pertes</i>	71	54	98	73	70	44	57
Réseaux de distribution	2 730	2 874	3 227	3 013	3 195	3 429	3 385
<i>dont pertes</i>	49	61	68	43	43	32	38
Sites de stockage souterrain	858	779	611	671	698	641	536
<i>dont pertes</i>	10	13	14	8	7	6	4
Accès aux terminaux méthaniers	305	317	322	322	322	322	430
Total	5 316	5 456	5 744	5 722	5 940	6 201	6 148
<i>dont pertes</i>	129	128	180	124	120	82	99
Total hors pertes	5 187	5 328	5 564	5 598	5 820	6 119	6 049

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

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

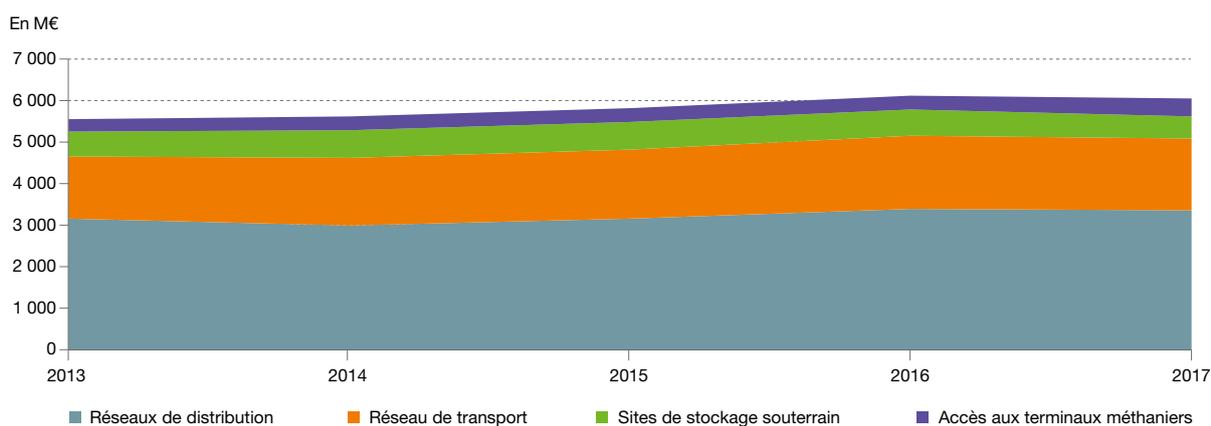
Figure 3.3.3 : pertes sur les réseaux de gaz naturel (y compris pertes de stockage)

	2013		2014		2015		2016		2017	
	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€
Réseau de transport	3,5	98	3,4	73	3,5	70	3,1	44	3,2	57
Réseaux de distribution	2,5	68	2,0	43	2,1	43	2,2	32	2,2	38
Sites de stockage souterrain	0,5	14	0,4	8	0,3	7	0,4	6	0,2	4
Total	6,5	180	5,7	124	6,0	120	5,7	82	5,6	99

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

Figure 3.3.4 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières (hors valeur des pertes physiques)



Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

Outre le grisou, depuis 2012, du biométhane, obtenu par épuration de biogaz, est injecté dans les réseaux de gaz naturel. Si les volumes concernés demeurent relativement faibles, ils progressent néanmoins rapidement avec le développement de la filière, doublant en moyenne chaque année. En 2017, 406 GWh ont ainsi été injectés sur les réseaux, soit près du double de l'année dernière, pour un coût

de 40 M€ et un surcoût, par rapport à l'achat de gaz naturel, de 33 M€. En fin d'année 2017, 44 installations, d'une capacité d'injection de 696 GWh/an, sont raccordées aux réseaux de gaz naturel, tandis que 361 projets supplémentaires, représentant une capacité de près de 8 TWh/an, sont en cours de développement.

Figure 3.3.5 : injections de biométhane

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En TWh PCS*	En M€								
Injections de biométhane	0,0	1,2	0,0	3,2	0,1	8,9	0,2	21,9	0,4	40,4
dont subvention	-	0,8	-	2,6	-	7,3	-	18,7	-	33,1

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, CRE

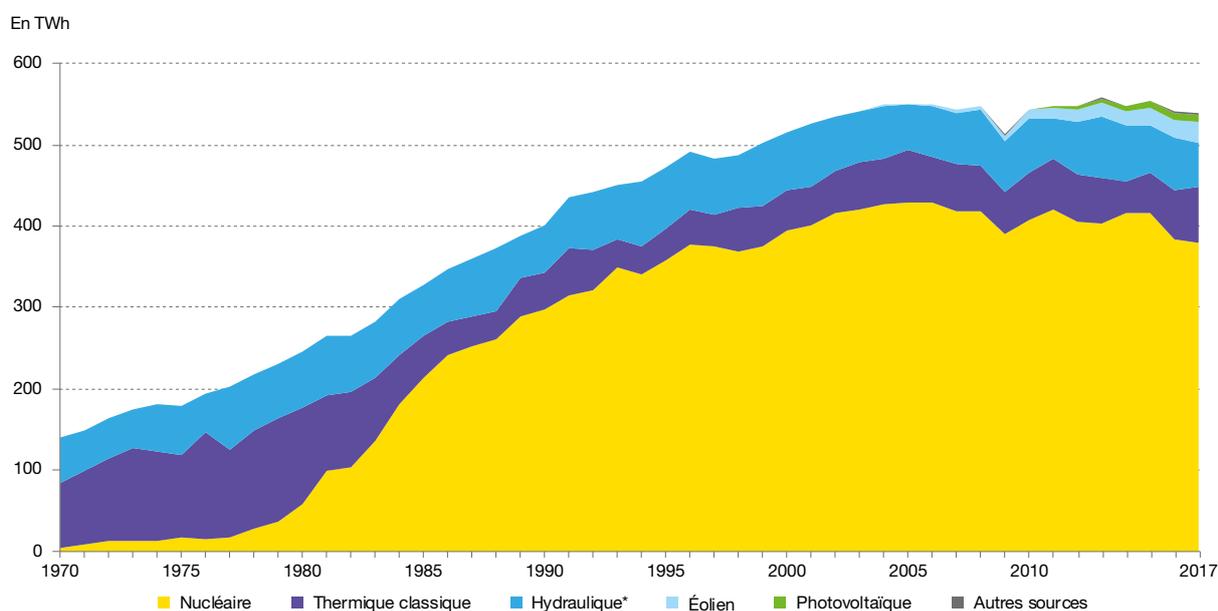
3.4 Baisse de la production d'électricité en raison du recul des productions nucléaire et hydraulique

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 538 TWh en 2017, en léger recul de 0,5 % par rapport à 2016. Le nucléaire représente 70 % de la production totale d'électricité, devant le thermique classique (13 %), l'hydraulique (10 %), l'éolien (5 %) et le photovoltaïque (2 %).

Figure 3.4.1.1 : production nette d'électricité



* Y compris énergie marémotrice.

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

Figure 3.4.1.2 : production nette d'électricité

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En TWh	En M€								
Production nucléaire	404		416		417		384		379	
<i>dont Arenh</i>	64	2 701	71	2 999	16	689	0	0	82	3 448
Production hydraulique*	76		69		60		65		55	
<i>dont hydraulique sous OA</i>	6	402	6	415	5	375	6	430	5	379
<i>dont subventions OA</i>		133		187		170		216		160
Production éolienne sous OA	16	1 429	17	1 547	21	1 905	21	1 955	25	2 180
<i>dont subventions OA</i>		652		831		1 038		1 089		1 139
Production photovoltaïque sous OA	5	2 469	6	2 736	8	2 955	9	3 041	10	3 217
<i>dont subventions OA</i>		2 236		2 496		2 650		2 733		2 818
Production thermique	55		39		48		61		69	
<i>dont thermique sous OA</i>	15	2 031	15	2 221	16	2 510	17	2 605	18	2 771
<i>dont subventions OA</i>		1 237		1 527		1 742		1 771		1 837
Production autre	1		1		1		1		1	
<i>dont autre sous OA</i>	0	10	0	9	0	10	0	14	0	19
<i>dont subventions OA</i>		6		5		5		10		13
Total production France entière	558		549		555		541		538	
<i>dont sous OA</i>	43	6 341	45	6 926	51	7 755	53	8 045	57	8 566
<i>dont subventions OA</i>		5 057		5 739		6 374		6 653		6 902
Total production ZNI**	9		9		9		10		10	
<i>dont subventions</i>		1 665		1 750		1 766		1 760		1 685

* Y compris énergies marines.

** ZNI : zones non interconnectées au réseau d'électricité métropolitain continental. Elles incluent la Corse, les DOM ainsi que les îles du Ponant et Chausey.

Note : ne sont valorisées monétairement dans ce tableau que les productions sous obligation d'achat en France, ainsi que la production d'origine nucléaire vendue dans le cadre du mécanisme de l'Arenh. Dans les ZNI, par abus de langage, sont inclus dans les obligations d'achat l'ensemble des contrats d'achat.

Source : calculs SDES

Nucléaire

En raison de nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires, la production nette d'électricité nucléaire recule, pour la seconde année consécutive, de 1,3 % en 2017, à 379 TWh, pour atteindre son plus bas niveau depuis la fin des années 1990 (cf. 2.2.2). 82 TWh, soit plus de 15 % de la production nucléaire, ont été rachetés à EDF par les fournisseurs alternatifs dans le cadre du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh), pour un montant de 3,4 Md€. En 2016, ce mécanisme n'avait pas du tout été utilisé car il était plus avantageux pour les fournisseurs alternatifs de s'approvisionner sur le marché de gros, dont le prix était inférieur au tarif fixé dans le cadre de l'Arenh.

Hydraulique

Pénalisée par plusieurs épisodes de sécheresse, la production hydraulique nette (y compris énergies marines) recule de 16 % en 2017, à 55 TWh, ses variations d'une année sur l'autre dépendant fortement du débit des cours d'eau (cf. 2.2.3). Environ 9 % de la production, soit un peu plus 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 2017, 5 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 379 M€.

Éolien

La production éolienne rebondit en 2017, augmentant de 15 % sur un an, pour s'établir à 25 TWh (cf. 2.2.3). Le coût pour l'État du soutien à l'électricité d'origine éolienne augmente néanmoins moins rapidement, pour atteindre 1,1 Md€.

Solaire photovoltaïque

La production solaire photovoltaïque progresse sur un an de 11 % en 2017, à 10 TWh (cf. 2.2.3). Elle demeure celle dont le soutien par l'État, via le dispositif d'obligation d'achats et de compléments de rémunération, 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 coût de ce soutien (2,8 Md€ en 2017) augmente moins rapidement que les volumes achetés correspondants.

Thermique classique

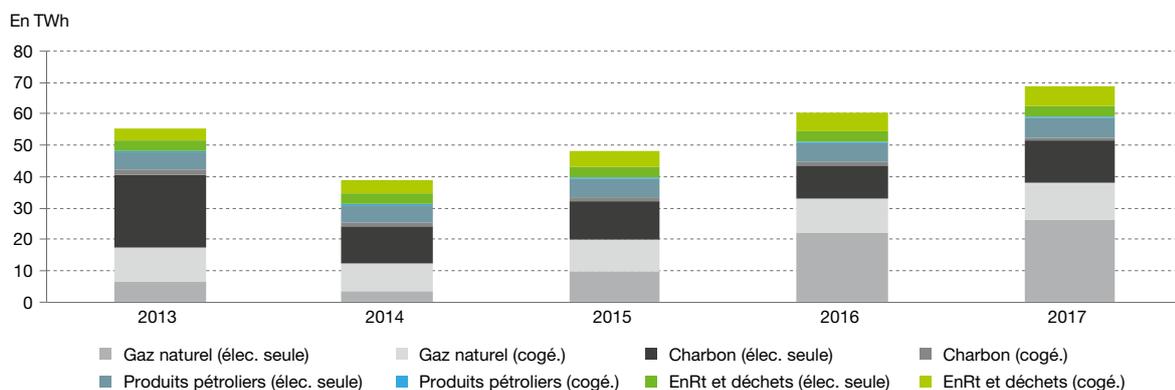
L'ajustement de l'offre à la demande d'électricité est pour l'essentiel assuré par la filière thermique classique, dont les moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement selon les besoins. En baisse régulière au début de la décennie, du fait de la fermeture de centrales à charbon et au fioul pour des raisons environnementales (et notamment de la fermeture des quatre groupes de Porcheville et d'un groupe de Cordemais en 2017), celle-ci a atteint un minimum historique en 2014. Elle a ensuite rebondi nettement en 2015 (+ 24 %), en 2016 (+ 26 %), puis de nouveau en 2017 (+ 14 %, à 69 TWh), à la suite de la baisse des productions nucléaire et hydraulique. Ce rebond a été stimulé par la relance des centrales au gaz naturel (grâce notamment à la centrale de Bouchain mise en service fin 2016), combustible dont les prix de gros ont fortement diminué, permettant ainsi de répondre à la hausse de consommation des deux dernières années (cf. 4.6) et de compenser, à partir du 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, convertissant 50 % de l'énergie contenue dans le combustible en électricité, soit plus de dix points au-dessus de celles utilisant des produits pétroliers, du charbon ou des énergies renouvelables et des déchets. En effet, 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 18 TWh en 2017, rachetés par les acheteurs obligés pour 2,8 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 : en 2017, 38 TWh d'électricité ont été produits par combustion de gaz naturel, dont un tiers (12 TWh) à l'aide d'un procédé de cogénération.
Source : calculs SDES, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

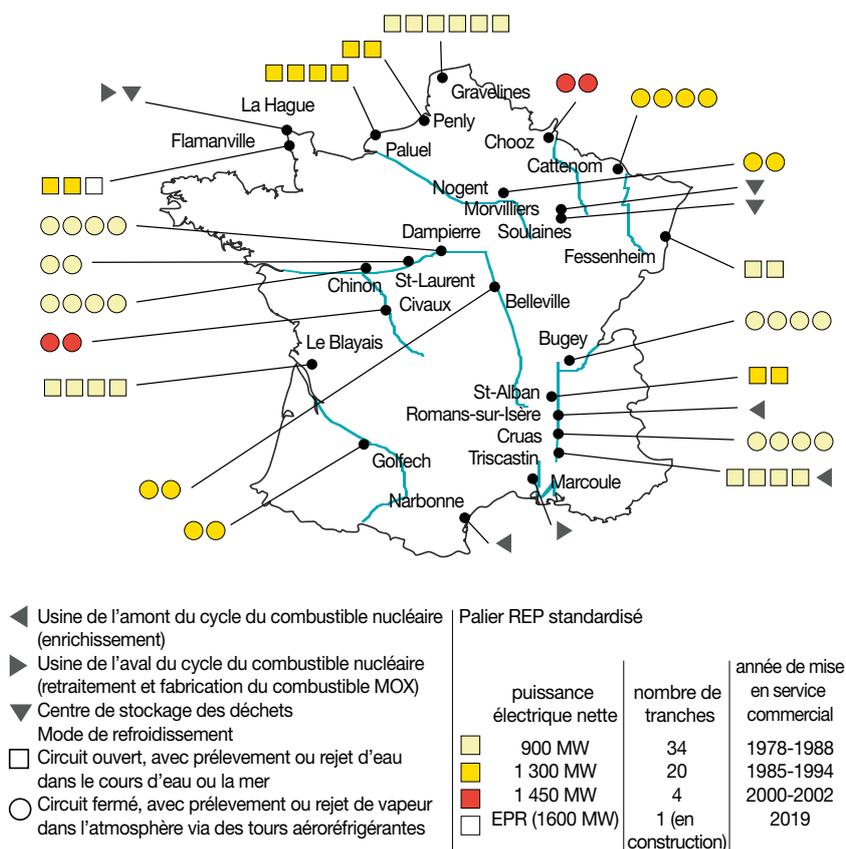
partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France

Sur l'ensemble des filières de production, ce sont, au total, 57 TWh d'électricité qui sont vendus aux acheteurs obligés en 2017, pour un montant de 8,6 Md€, dont les trois quarts subventionnés par l'État.

Par ailleurs, des compensations, de l'ordre de 1,7 Md€ en 2017, sont accordées par l'État aux producteurs situés dans les zones non interconnectées, dans le cadre de contrats

d'achat et de la péréquation géographique tarifaire¹. Ces compensations visent à ne pas répercuter les surcoûts de production (liés aux contraintes plus fortes pour assurer l'équilibre entre offre et demande du fait du caractère insulaire du territoire) sur le tarif moyen de vente au client final et ainsi garantir que celui-ci soit similaire à celui de la France continentale.

Figure 3.4.1.4 : sites nucléaires, situation au 31 décembre 2017

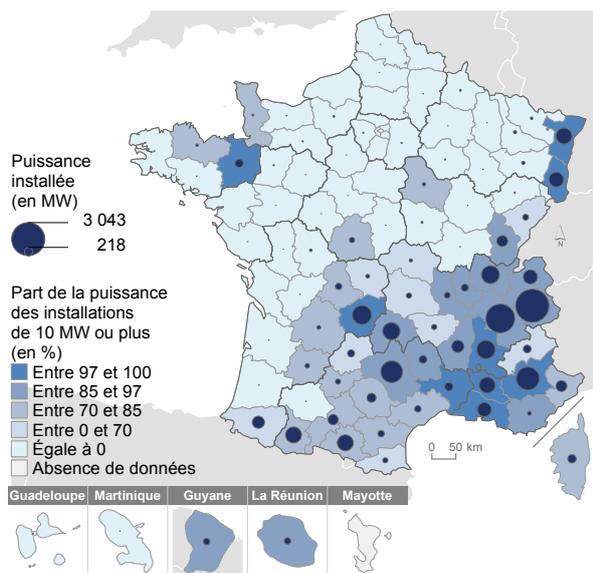


Source : DGEC

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 composantes.

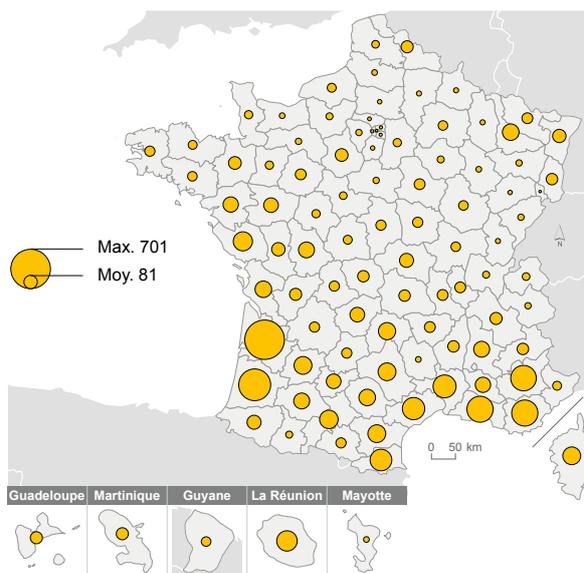
partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France

Figure 3.4.1.5 : puissance hydraulique (hors pompages, y compris énergies marines) raccordée au réseau au 31 décembre 2017



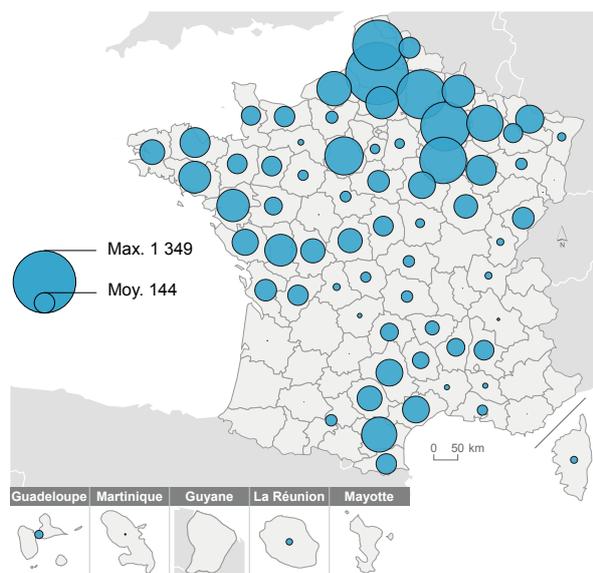
Source : calculs SDES, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

Figure 3.4.1.7 : puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2017



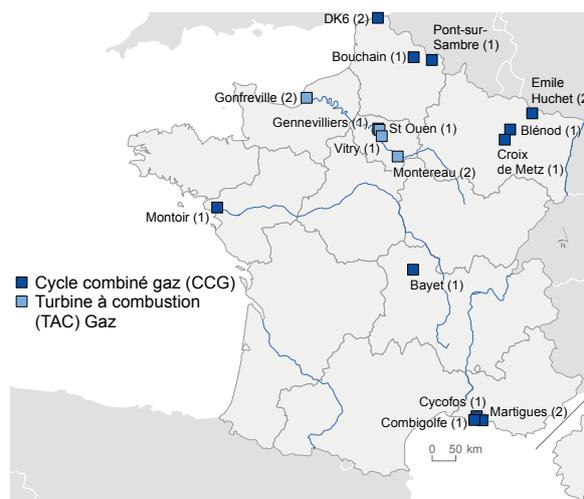
Source : calculs SDES, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.6 : puissance éolienne raccordée au réseau au 31 décembre 2017



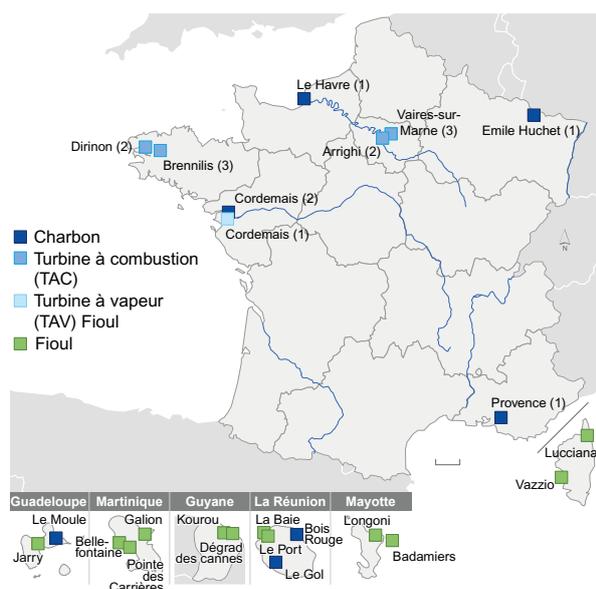
Source : calculs SDES, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.8 : centrales au gaz naturel, situation au 31 décembre 2017



Source : RTE

Figure 3.4.1.9 : centrales à charbon et au fioul, situation au 31 décembre 2017



Source : RTE

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, 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, 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, s'est élevée à 14,5 Md€ en 2017 (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 (cf. 1.7.2). Ces pertes se sont élevées à 39 TWh en France en 2017, entraînant une charge de 1,7 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 12,8 Md€ en 2017 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 0,1 % par an en moyenne entre 2013 et 2017, du fait principalement de la hausse du coût unitaire, les volumes de consommation s'étant contractés de 12 TWh entre 2013 et 2017.

Les réseaux de distribution et le réseau de transport contribuent respectivement à hauteur de 71 % et 29 % au coût total d'acheminement de l'électricité en 2017. Le coût unitaire des réseaux de distribution a augmenté de 0,2 % par an en moyenne entre 2013 et 2017, tandis que celui du réseau de transport a diminué de 0,2 %.

Figure 3.4.2.1 : utilisation des réseaux d'électricité

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En TWh	En M€								
Réseau de transport	457	4 197	431	3 938	440	4 023	449	3 984	446	4 168
<i>dont pertes</i>	11	613	11	509	10	466	11	469	11	504
Réseaux de distribution	418	10 237	388	9 898	400	10 080	408	10 368	406	10 319
<i>dont pertes</i>	28	1 611	24	1 299	26	1 252	26	1 177	27	1 169
Utilisation des réseaux	493	14 434	463	13 836	475	14 103	484	14 352	482	14 487
<i>dont pertes</i>	39	2 223	35	1 808	36	1 718	37	1 646	39	1 673

Note : le réseau de transport a acheminé 446 TWh d'électricité en 2017 et a perçu pour cela une rémunération de 4 168 M€, dont 504 M€ correspondent à l'achat de 11 TWh dissipés lors de ce transport.

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

3.5 Production de chaleur : la part des énergies renouvelables poursuit sa progression

En 2017, 4,2 Mtep de chaleur destinée à la vente ont été produits en France, soit 3 % de plus que l'année précédente. Nettes des pertes de distribution, ce sont *in fine* 3,7 Mtep qui ont été livrées aux consommateurs, dont plus de la moitié proviennent des réseaux de chaleur.

3.5.1 RÉSEAUX DE CHALEUR

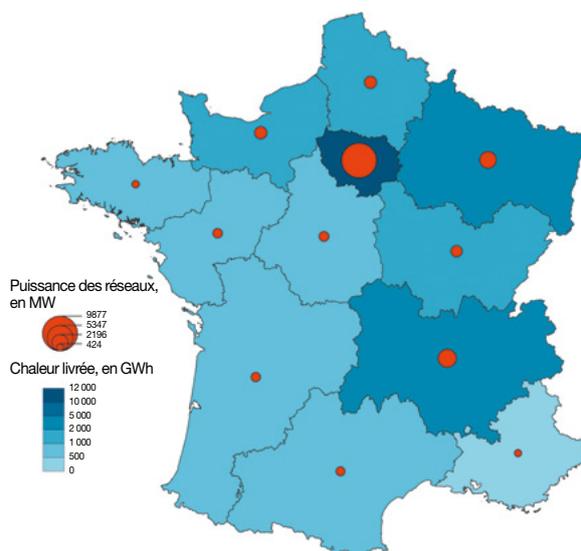
Les réseaux de chaleur sont généralement mis en place par des collectivités locales afin de chauffer, à partir d'une chaufferie collective, des bâtiments publics ou privés situés sur leur territoire. Des réseaux peuvent également être d'initiative privée. Leur taille varie fortement, allant du petit 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). 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 2017, on dénombre plus de 760 réseaux de chaleur en France, d'une puissance thermique totale d'environ 22 GW, dont près de 10 GW concentrés dans la seule région Île-de-France.

En 2017, les réseaux ont livré aux consommateurs près de 2,2 Mtep de chaleur (nettes des pertes de distribution), soit 2 % de plus que l'année précédente malgré un climat globalement plus doux. À cette fin, ils ont consommé environ 2,9 Mtep d'énergie (la différence avec la quantité livrée comprenant les pertes de transformation et celles de distribution). Le bouquet énergétique des réseaux demeure dominé par le gaz naturel, qui représente 37 % de leur consommation, suivi de la chaleur issue de la valorisation des déchets urbains (25 %) et de la biomasse (22 %). Le fioul et le charbon, autrefois prépondérants, poursuivent leur déclin et ne représentent plus que 5 % 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 41 % en 2017. Sur un an, elle progresse de 4 points (figures 3.5.1.2 et 3.5.1.3). En comptabilisant les énergies de récupération telles que la part non renouvelable des déchets urbains ou la chaleur industrielle récupérée, cette part atteint 56 % en 2017.

Plus du quart des réseaux de chaleur (27 %) possèdent un équipement de cogénération. En 2017, 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).

Figure 3.5.1.1 : puissance thermique et chaleur livrée par les réseaux de chaleur en 2017

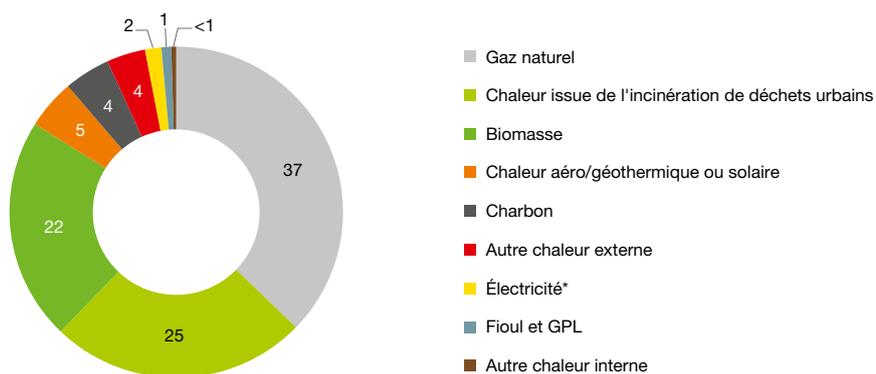


Source : SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

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

Figure 3.5.1.2 : bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2017

En %



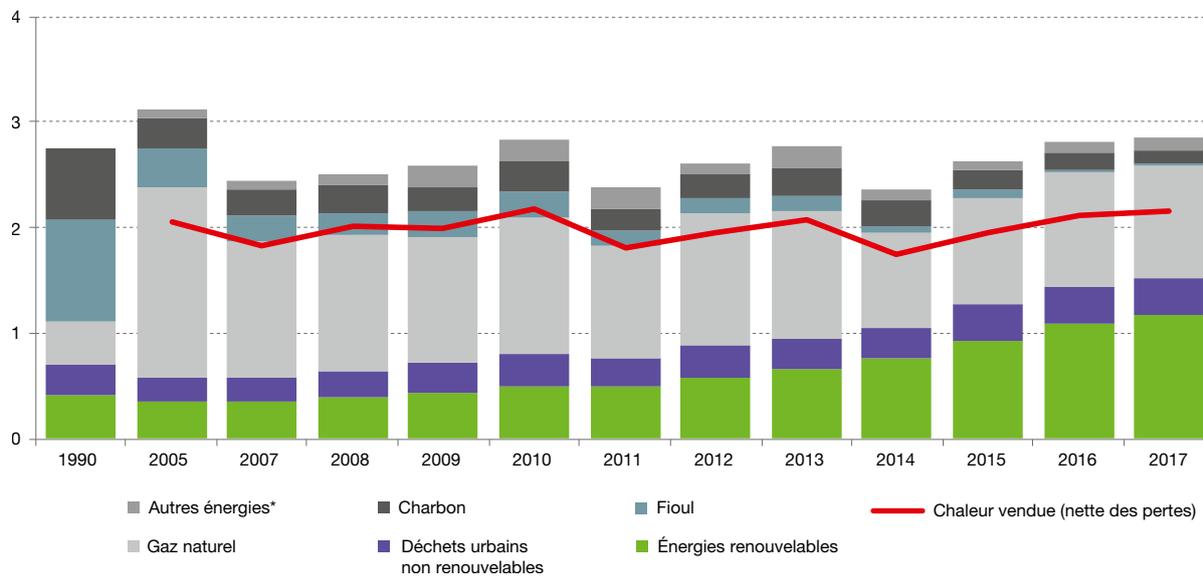
* Comprend la consommation des chaudières électriques et la consommation annexe des auxiliaires.

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 2017, les installations de production d'électricité avec procédé thermique de cogénération (hors réseaux de chaleur munis d'un tel équipement) ont produit 3,8 Mtep de chaleur, dont 1,6 Mtep a été livrée, nette des pertes de distribution, à des utilisateurs tiers (figure 3.5.2.1). Tout le reste, soit 58 % de la chaleur produite par cogénération, correspond, outre les pertes, à de la chaleur autoconsommée, c'est-à-dire

utilisée par l'entreprise elle-même. En effet, plus de la moitié de la chaleur produite par cogénération l'est par des autoproducteurs, 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 2017, la chaleur produite par cogénération l'a principalement été en brûlant du gaz naturel (39 %), des déchets urbains (ménagers, hospitaliers et du tertiaire : 18 %) et des produits pétroliers (11 %).

Figure 3.5.2.1 : production de chaleur par cogénération en 2017, hors réseaux de chaleur

En ktep (données non corrigées des variations climatiques)

	Électricité issue de la cogénération, hors réseaux de chaleur	Chaleur		
		Total chaleur	Chaleur vendue (nette des pertes de distribution)	Pertes et chaleur autoconsommée
Production totale	1 290	3 832	1 598	2 233
Produits charbonniers	37	226	9	216
Produits pétroliers	36	431	13	417
Gaz naturel	724	1 479	578	901
Déchets	151	673	507	166
<i>dont déchets urbains</i>	<i>146</i>	<i>664</i>	<i>500</i>	<i>163</i>
Bois et résidus agricoles	126	404	256	148
Résidus de papeterie, liqueur noire	51	393	151	241
Biogaz	137	111	16	95
Autres combustibles	27	116	68	48

Note : les colonnes « Total chaleur » et « Pertes et chaleur autoconsommée » incluent la chaleur autoconsommée. 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 autoconsommée 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

— La consommation d'énergie primaire est quasiment stable en 2017, à 249,4 Mtep. Corrigée des variations climatiques, elle croît légèrement, de 0,8 %. Malgré le recul du nucléaire, celui-ci domine toujours le bouquet énergétique primaire. À climat constant, les consommations primaires de gaz naturel, de pétrole, de charbon et d'énergies renouvelables thermiques et déchets augmentent également, alors que celle d'énergies renouvelables électriques décroît, du fait d'une moindre production hydraulique. La consommation finale progresse très légèrement à climat constant, de 1,2 %. Les ménages, entreprises et administrations ont, au total, dépensé 153,6 Md€ en 2017 pour satisfaire leurs besoins en énergie. Les produits pétroliers représentent la moitié de cette dépense nationale en énergie et l'électricité un tiers, loin devant les autres énergies.

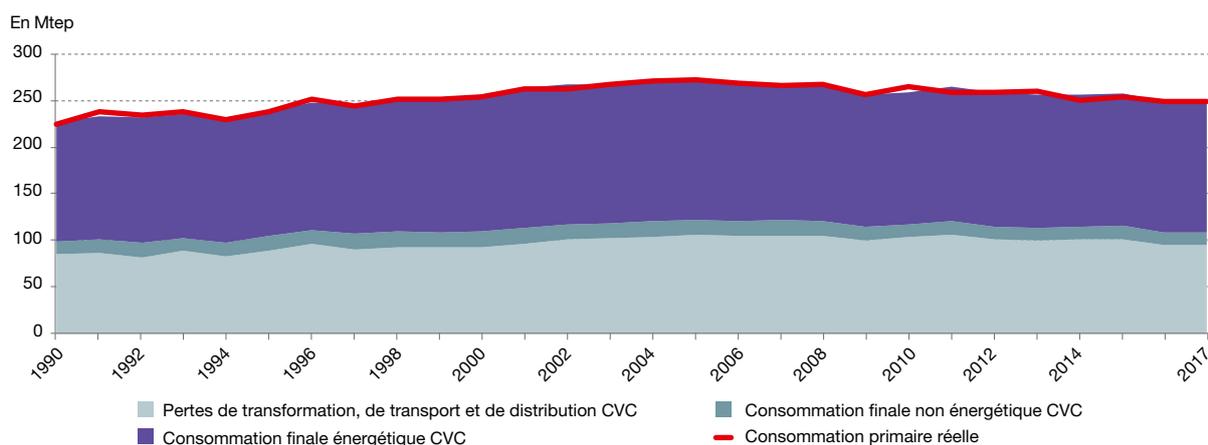


4.1 Légère hausse de la consommation primaire à climat constant

La consommation primaire est quasiment stable en 2017 en données réelles, à 249,4 Mtep (figure 4.1.1). Corrigée des variations climatiques (CVC), elle croît légèrement, de 0,8 %. En effet, les besoins de chauffage sont un peu moins élevés en 2017 qu'en 2016, du fait d'une légère baisse de la rigueur climatique de la période de chauffe, mesurée par le nombre de

degrés-jours unifiés (DJU) - (figure 4.1.2). La hausse de la consommation primaire CVC en 2017 s'inscrit à rebours de la légère baisse tendancielle observée depuis le milieu des années 2000. Depuis 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de consommation d'énergie (cf. encadré page 63), la consommation primaire a baissé de 2,7 % à climat constant.

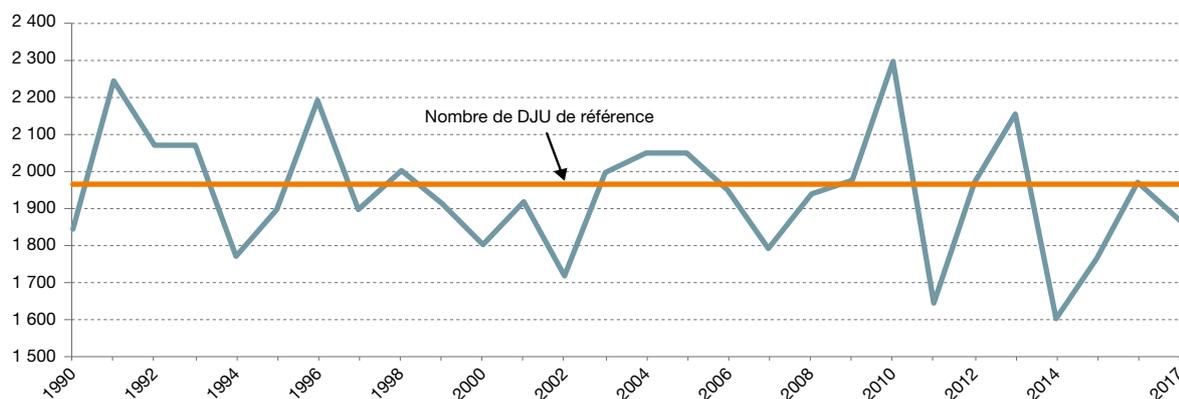
Figure 4.1.1 : consommation primaire totale et par usage



Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM. Par ailleurs, 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

Figure 4.1.2 : nombre de degrés-jours unifiés de la période de chauffe



Source : Météo-France, calculs SDES

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

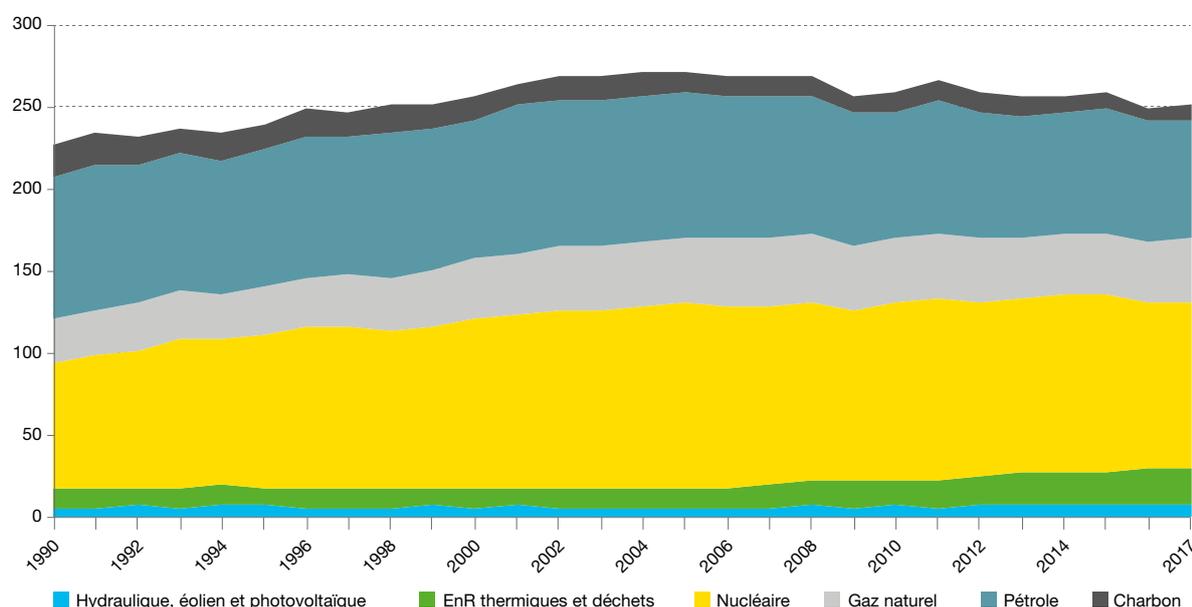
La consommation primaire peut être décomposée comme la somme de la consommation finale (à usage énergétique ou non) et des pertes de transformation, transport et distribution d'énergie (à l'écart statistique près). Ces dernières, corrigées des variations climatiques, s'établissent à 94,4 Mtep en 2017, en baisse de 0,4 %, après avoir déjà diminué de 6,7 % en 2016. Cette baisse s'explique par celle de la production nucléaire et des pertes de chaleur induites (cf. 2.2.2). Deux facteurs jouent toutefois en sens inverse. D'une part, pour compenser la baisse de la production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique, les centrales électriques et de cogénération utilisant du gaz, du charbon ou du bois ont été davantage sollicitées, entraînant une hausse des pertes de transformation associées (cf. 3.4.1). D'autre part, la consommation de charbon des hauts-fourneaux (considérés dans le présent bilan comme faisant partie du secteur de la transformation d'énergie), nette de la

production de gaz dérivés, augmente en raison de leur regain d'activité (cf. 3.1). À l'inverse, les consommations finales à usages énergétique et non énergétique croissent à climat constant, de respectivement 1,2 % et 5,0 % (à respectivement 142,8 Mtep et 14,2 Mtep - cf. 5.1). Depuis 2012, la consommation finale à usage énergétique a très légèrement décliné, de 0,4 %, à climat constant.

Parmi les différentes formes d'énergie primaire, c'est le gaz naturel qui contribue le plus en 2017 à la hausse de la consommation primaire totale (figure 4.1.3). À climat constant, les consommations primaires de pétrole, de charbon et d'énergies renouvelables thermiques et déchets augmentent également, alors que celles de chaleur nucléaire et d'énergies renouvelables électriques décroissent. Le bouquet énergétique primaire CVC se compose de 40 % de nucléaire, 29 % de pétrole, 16 % de gaz, 11 % d'énergies renouvelables et déchets et 4 % de charbon.

Figure 4.1.3 : consommation primaire par forme d'énergie

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM. La consommation d'énergie nucléaire correspond à la quantité de chaleur dégagée par la réaction nucléaire (qui est ensuite convertie en électricité), déduction faite du solde exportateur d'électricité.

Source : calculs SDES, à partir des sources par énergie

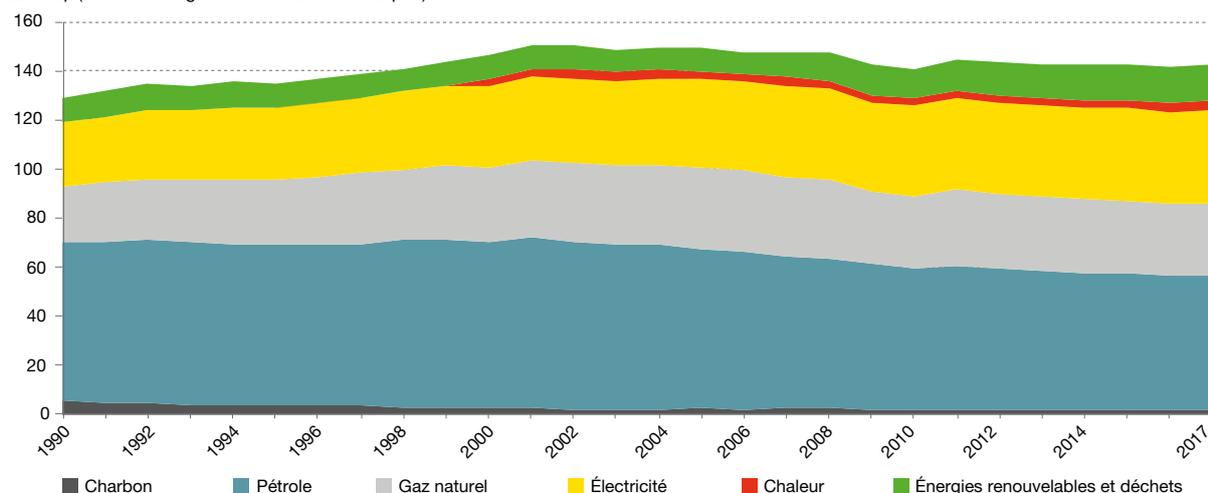
Le bouquet énergétique final CVC reste, quant à lui, dominé par le pétrole. Celui-ci subit moins de pertes lors du processus de transformation de l'énergie que la chaleur nucléaire, dont seul un tiers est converti en électricité (figure 4.1.4). Les produits pétroliers représentent ainsi 39 % de la consommation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

l'électricité (27 %), le gaz (21 %), les énergies renouvelables et les déchets (11 %), la chaleur (3 %) 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 2017, au profit des énergies renouvelables.

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

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

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM. Par ailleurs, la chaleur n'est isolée que depuis 2000.

Source : calculs SDES, à partir des sources par énergie

Les ménages, entreprises et administrations ont, au total, dépensé 153,6 Md€ en 2017 pour satisfaire leurs besoins en énergie (figure 4.1.5). Les produits pétroliers représentent la moitié de cette dépense nationale en énergie et l'électricité

un tiers, loin devant les autres énergies. Ces proportions sont supérieures aux parts respectives de ces deux formes d'énergie dans la consommation finale, en raison de prix moyens plus élevés que les autres formes d'énergie.

Figure 4.1.5 : consommation finale en énergie (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

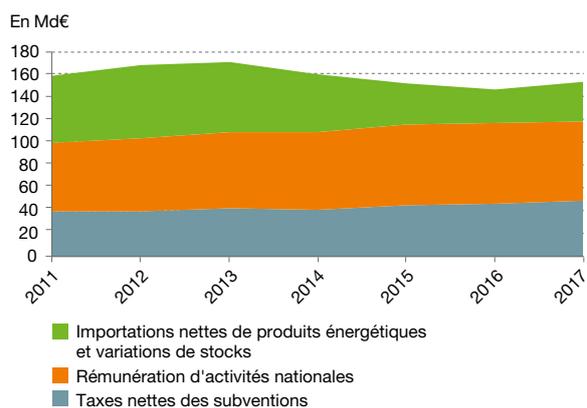
	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En Md€								
Charbon	1,4	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4	1,5
Produits pétroliers	69,7	91,4	68,5	86,0	68,5	74,9	67,0	69,4	67,7	76,9
Gaz naturel	32,9	22,0	27,9	17,9	28,9	18,3	30,3	17,7	29,8	17,4
Énergies renouvelables et déchets	14,4	4,6	13,0	4,6	13,8	4,3	14,9	4,5	15,0	4,8
Électricité	38,5	49,1	36,3	48,1	37,2	51,1	37,8	51,1	37,6	50,6
Chaleur	3,0	2,1	2,8	2,1	2,9	2,1	3,3	2,2	3,7	2,5
Toutes énergies	160,0	170,7	150,0	160,1	152,6	151,9	154,7	146,3	155,2	153,6

Source : calculs SDES, à partir des sources par énergie

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

Au sein de la dépense nationale en énergie, le coût des importations nettes de produits énergétiques représente 35,2 Md€, les taxes énergétiques (nettes des subventions sociales et de celles aux énergies renouvelables) 36,3 Md€ et la TVA non déductible 13,5 Md€ (figure 4.1.6). Le solde, soit 68,6 Md€, correspond à la rémunération d'activités réalisées sur le territoire national, principalement la production d'électricité et d'énergies renouvelables, la gestion des réseaux de gaz et d'électricité, la distribution des carburants et le raffinage de pétrole. La dépense nationale, qui a atteint un pic en 2013, à 170,7 Md€, et baissait depuis, repart à la hausse en 2017, de 5 %, tirée par le rebond des prix internationaux de l'énergie et, dans une moindre mesure, la hausse des taxes. Globalement, ces dernières (y compris TVA et nettes des subventions) ont augmenté de 7,8 Md€ depuis 2014. Les revenus captés par les entreprises nationales, après avoir crû de plus de 10 Md€ entre 2010 et 2015, diminuent depuis, en raison principalement de la baisse de la production d'électricité et de son prix moyen hors taxes.

Figure 4.1.6 : décomposition de la dépense nationale en énergie



Source : calculs SDES, à partir des sources par énergie

Les objectifs de réduction de la consommation d'énergie de la France

La loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 a fixé comme objectifs de réduire la consommation primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 et de diviser par deux la consommation finale d'énergie à horizon 2050 par rapport à 2012.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) relative à la France continentale adoptée en 2016 a donné des cibles intermédiaires de réduction de la consommation d'énergie par rapport à 2012 et les a déclinées par forme d'énergie :

- consommation finale d'énergie : - 7 % en 2018 et - 12,6 % en 2023 ;
- consommation primaire de gaz naturel : - 8,4 % en 2018 et - 15,8 % en 2023 ;
- consommation primaire de pétrole : - 15,6 % en 2018 et - 23,4 % en 2023 ;
- consommation primaire de charbon : - 27,6 % en 2018 et - 37 % en 2023.

Le nouveau projet de PPE présenté par le gouvernement en novembre 2018 ajuste les cibles de réduction (toujours par rapport à 2012) à l'horizon 2023 et prolonge la trajectoire à horizon 2028, avec pour nouvel objectif l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 :

- consommation finale d'énergie : - 7 % en 2023 et - 14 % en 2028 ;
- consommation primaire d'énergies fossiles : - 20 % en 2023 et - 35 % en 2028.

La version définitive de la PPE doit être publiée au deuxième trimestre 2019 après consultation des instances consultatives nationales et du public ainsi que des pays voisins.

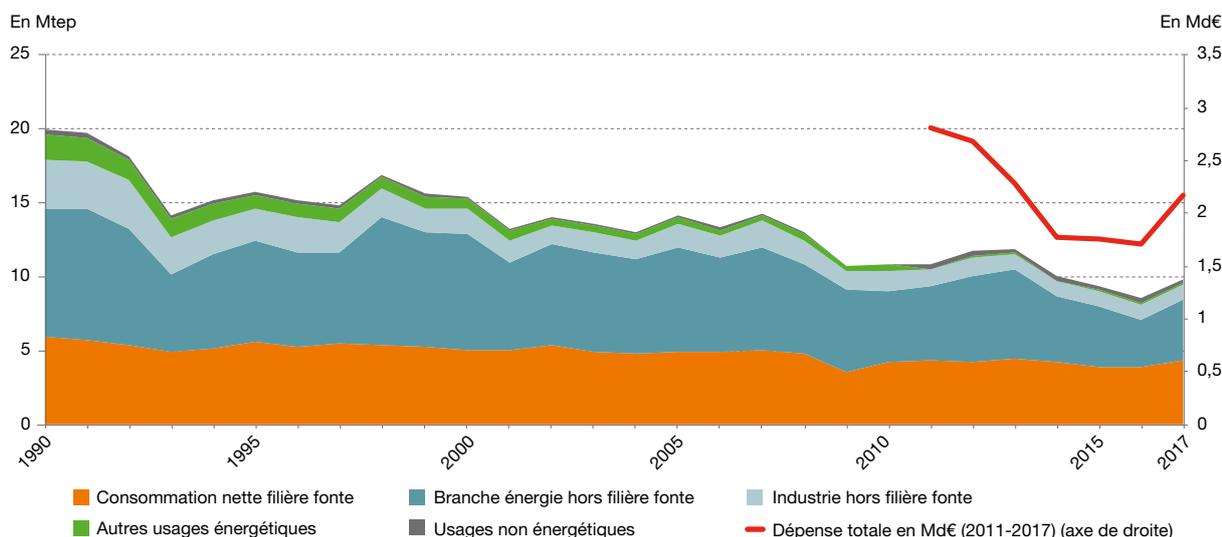
4.2 La consommation de charbon repart à la hausse en 2017

La consommation primaire de charbon suit une tendance à la baisse depuis une trentaine d'années, même si elle peut connaître parfois de légers rebonds, comme ce fut le cas en 2012 et 2013. En effet, les autres formes d'énergie se substituent progressivement au charbon dans la plupart des secteurs consommateurs. Après un niveau historiquement bas en 2016, à 8,9 Mtep (*figure 4.2.1*), celle-ci repart à la hausse en 2017, pour s'établir à 9,7 Mtep (+ 9 % en données réelles, + 11 % en données corrigées des variations climatiques), sans toutefois enrayer sa tendance de long terme. La filière fonte constitue le principal secteur d'activité consommateur de charbon en France en 2017, avec 45 % de la consommation totale. Elle est suivie par celui de la production d'électricité et de chaleur (40 %), la consommation finale (essentiellement celle de l'industrie manufacturière hors

hauts-fourneaux) ne représentant que 16 % de l'ensemble des ressources primaires consommées en 2017 (le solde correspondant à l'écart statistique).

La dépense totale en charbon s'élève, quant à elle, à 2,2 Md€ en 2017, soit 30 % de plus qu'en 2016, sous l'effet notamment de la reprise de la consommation dans la plupart des secteurs consommateurs (filière fonte, production d'électricité et de chaleur, industrie), à laquelle s'ajoute la remontée importante des prix (*cf. 1.2*), après plusieurs années de baisse. 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 53 % 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€)



Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

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

Outre la filière fonte, dont la consommation totale nette s'élève à 4,3 Mtep en 2017 (*cf. 3.1*), près de 3,9 Mtep de produits charbonniers – correspondant à une dépense de 0,7 Md€ – ont été consommées par la branche énergie en 2017, 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 plus 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 3,3 Mtep restantes (soit 5,3 Mt) correspondent pour l'essentiel à du charbon-vapeur

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

utilisé comme combustible par des centrales thermiques à flamme.

La consommation des centrales a reculé de près de moitié sur les cinq 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. Au-delà de cette tendance baissière de long terme, leur consommation dépend en grande partie du climat, les centrales thermiques à charbon étant principalement utilisées comme moyens de pointe lors des vagues de froid hivernales. Corrigée des variations climatiques, elle progresse néanmoins fortement en 2017 (+ 26 %), les centrales à charbon ayant été davantage sollicitées afin de compenser l'indisponibilité de certaines installations nucléaires pour maintenance.

Figure 4.2.2 : consommation de la branche énergie (hors filière fonte) (données réelles, non corrigées des variations climatiques)

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Production d'électricité et de chaleur (hors filière fonte)	6,4	834	3,8	421	3,7	501	3,2	431	3,9	683
Charbon primaire	5,7	705	3,0	352	2,9	331	2,6	298	3,3	440
Gaz dérivés	0,7	129	0,8	69	0,7	170	0,6	133	0,6	243

Sources : SDES ; Douanes

La consommation finale de charbon en France s'élève à 2,2 Mt en 2017, soit environ 1,4 Mtep, pour une dépense de 0,3 Md€ (figure 4.2.3). 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. En revanche, en 2017, la dépense croît fortement (+ 17 %), en raison de l'augmentation sensible de la consommation, mais également et surtout du rebond des prix.

Les usages non énergétiques du charbon représentent un cinquième de la consommation finale en 2017. 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'agroalimentaire. Le charbon est toutefois encore très marginalement utilisé comme combustible, en général pour le chauffage, dans le résidentiel et le tertiaire.

Figure 4.2.3 : consommation finale de charbon (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et valorisation monétaire associée

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mt	En M€								
Industrie	1,6	203	1,6	196	1,6	180	1,6	178	1,7	223
Charbon primaire	1,3	133	1,3	126	1,4	122	1,3	125	1,4	159
Charbon dérivé	0,3	70	0,3	70	0,3	58	0,3	54	0,2	64
Autres usages énergétiques	0,1	23	0,1	16	0,1	17	0,1	18	0,1	22
Charbon primaire	0,1	15	0,1	11	0,1	11	0,1	12	0,1	16
Charbon dérivé	0,0	8	0,0	6	0,0	6	0,0	6	0,0	6
Usages non énergétiques	0,4	94	0,5	111	0,4	85	0,5	82	0,4	79
Charbon primaire	0,2	42	0,2	46	0,2	42	0,3	55	0,3	49
Charbon dérivé	0,2	52	0,3	65	0,2	44	0,1	27	0,1	31
Total	2,1	320	2,2	323	2,2	283	2,2	278	2,2	324
Charbon primaire	1,6	190	1,6	183	1,7	174	1,7	192	1,8	223
Charbon dérivé	0,5	130	0,6	140	0,5	108	0,4	87	0,4	101

Note : la filière fonte (cf. 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.

Sources : SDES ; Insee

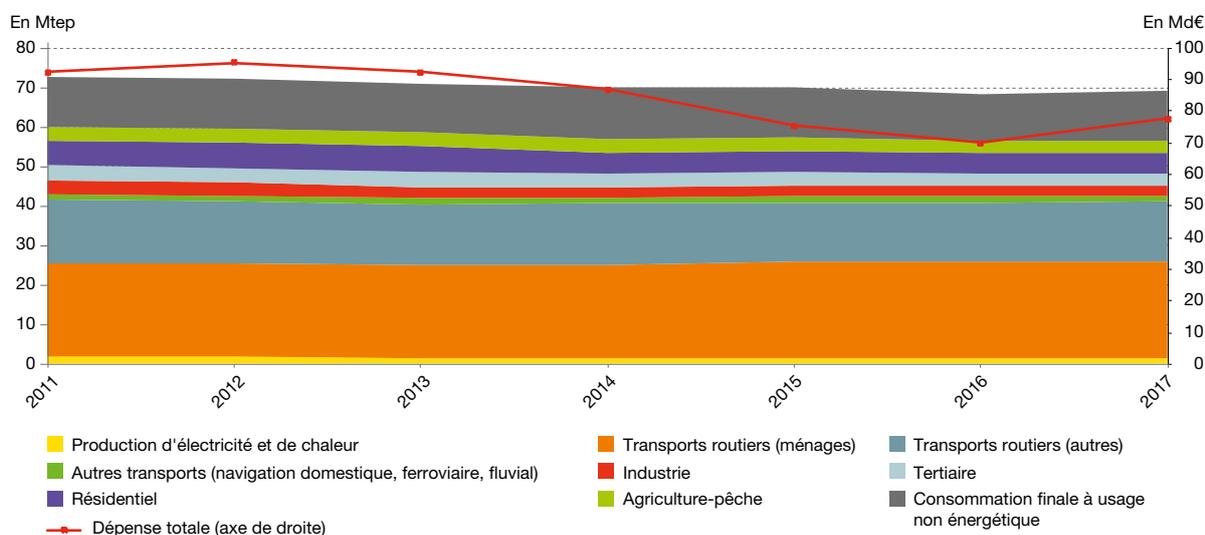
4.3 Hausse de la consommation de produits pétroliers raffinés et de la dépense associée, tirées par les usages non énergétiques

4.3.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

En 2017, la consommation intérieure de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) s'établit à 69,2 Mtep, en hausse de 1,2 % (figure 4.3.1.1). Ce léger rebond interrompt la lente érosion que connaissait l'utilisation de produits pétroliers depuis quelques années. La reprise économique, notamment

dans le secteur de la pétrochimie, explique en partie cette hausse : la consommation de produits pétroliers à usage non énergétique, qui représente près de 20 % de la consommation totale, augmente de 6,3 % en 2017. Portée par la hausse du prix des produits pétroliers, la dépense associée à cette dernière augmente plus fortement : en 2017, elle s'élève à 77,6 Md€, soit une augmentation de 10,9 % sur un an.

Figure 4.3.1.1 : consommation totale de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) par secteur (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense totale associée



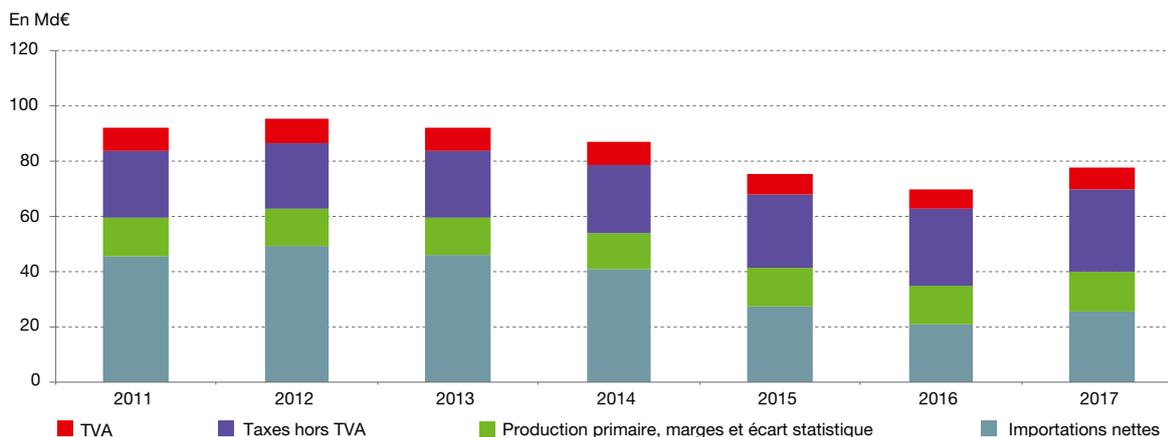
Source : calculs SDES, d'après CFBP, Citepa, CPDP, DGDDI, DGEC, DGFIP, DPMA, EDF, Insee, LyondellBasell, Ministère des Armées, SFIC, SNCF, SNCU, SSP, Uniper

Le coût des importations nettes de pétrole brut et de produits raffinés, qui s'élève à 25,8 Md€ en 2017, ne représente plus que le tiers de la dépense totale en 2017, contre près de la moitié au début de la décennie (figure 4.3.1.2), mais augmente fortement sur un an, de 22 %, tiré par la hausse des prix. La dépense servant à rémunérer des activités (de production, raffinage et transport-distribution) réalisées sur le sol national s'élève à 14,3 Md€ (à l'écart statistique près), en hausse également, mais moins rapide que celle des importations (+ 4 %). La moitié restante de la dépense correspond à la fiscalité. Outre la TVA, celle-ci comprend la taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques

(TICPE), la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP), la taxe affectée au stockage des produits pétroliers (CPSSP) ainsi que la taxe spéciale de consommation (TSC) et l'octroi de mer pour les DOM. La TICPE, qui compte pour la plus grande partie des taxes, a procuré 29,5 Md€ de recettes en 2017 (en incluant les taxes spécifiques à l'outre-mer). Ces dernières ont augmenté de plus de 5 Md€ par rapport à 2013, en lien avec l'introduction et la montée en charge de la composante carbone de la TICPE. La TVA (hors part déductible des entreprises) s'élève à 7,9 Md€ en 2017. Étant par construction proportionnelle au prix, elle augmente sur un an, après plusieurs années de baisse.

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

Figure 4.3.1.2 : décomposition de la dépense totale



Note : les soutes maritimes et aériennes internationales sont déduites des importations nettes, qui intègrent aussi les variations de stocks. Les « marges » comprennent celles de raffinage et celles de transport-distribution.
Source : calculs SDES

La consommation totale peut se décomposer comme la somme de la consommation à usage de production d'électricité et de chaleur (1,5 Mtep en 2017, dont plus de la moitié dans les DOM), de la consommation finale à usage

énergétique (55,0 Mtep hors biocarburants ; 58,2 Mtep biocarburants inclus) et de la consommation finale à usage non énergétique (12,7 Mtep) - (figure 4.3.1.3).

Figure 4.3.1.3 : consommation et dépense associée par secteur et usage (y compris biocarburants)

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Production d'électricité et de chaleur	1,5	887	1,5	888	1,5	644	1,5	529	1,5	666
Consommation finale à usage énergétique	59,9	83 808	58,5	78 756	58,9	70 394	58,0	66 128	58,2	72 665
Transports*	43,2	67 103	43,4	64 586	43,8	58 416	43,9	55 878	44,3	61 142
dont transports routiers (ménages)	25,1	42 502	25,5	41 535	26,0	38 237	26,1	37 060	26,4	40 973
dont transports routiers (autres)	16,6	22 422	16,5	21 193	16,4	18 811	16,4	17 723	16,4	18 472
dont autres transports	1,5	2 179	1,4	1 858	1,4	1 368	1,4	1 095	1,4	1 698
Agriculture/pêche	3,5	3 143	3,5	2 941	3,4	2 355	3,0	1 803	3,0	2 057
Industrie	2,9	1 896	2,7	1 688	2,7	1 459	2,6	1 262	2,5	1 507
Tertiaire	3,7	3 573	3,3	3 048	3,4	2 665	3,1	2 241	3,2	2 428
Résidentiel	6,7	8 094	5,6	6 494	5,5	5 499	5,4	4 943	5,3	5 531
Consommation finale à usage non énergétique	12,4	10 485	13,0	10 218	12,5	7 023	12,0	5 928	12,7	7 141
Industrie	12,1	8 910	12,7	8 666	12,2	5 662	11,7	4 583	12,4	5 895
Pétrochimie	8,9	5 731	9,8	5 749	9,3	3 599	8,6	2 761	9,3	3 750
Construction	2,5	1 473	2,3	1 241	2,3	748	2,4	599	2,5	864
Autres industries	0,6	1 706	0,6	1 675	0,6	1 315	0,6	1 223	0,6	1 281
Autres (dont agriculture, transports)	0,3	1 575	0,3	1 552	0,3	1 360	0,3	1 346	0,3	1 246

* Hors soutes maritimes et aériennes internationales.

Note : la consommation pour le trafic aérien entre la métropole et les DOM est incluse dans les soutes aériennes internationales.

Source : calculs SDES

4.3.2 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR

La consommation de cette activité ne représente plus que 2,2 % de la consommation totale de produits pétroliers raffinés. En France métropolitaine, les centrales au fioul sont progressivement fermées à la suite de la substitution de ce combustible par d'autres énergies et aussi pour raisons environnementales : après l'arrêt définitif de la centrale de Porcheville (Yvelines) en mai 2017, le dernier site métropolitain fonctionnant encore au fioul-vapeur, à Cordemais (Loire-Atlantique), a été, lui aussi, fermé, en mars 2018. Pour les mêmes raisons, la consommation de fioul dans les réseaux de chaleur est également devenue marginale. En revanche, la consommation de fioul pour la production d'électricité reste élevée en outre-mer (cf. 7.3).

En 2017, la consommation de produits pétroliers pour la production d'électricité et de chaleur a connu cependant un sursaut (+ 2,5 %). Les centrales thermiques à combustibles fossiles ont notamment été davantage sollicitées en 2017, afin de compenser l'indisponibilité d'un nombre important de centrales nucléaires ainsi que la baisse de la production hydraulique.

La facture associée rebondit en conséquence en 2017, mais plus fortement (+ 26 %), à 0,7 Md€, à la suite de l'augmentation des consommations, mais également et surtout de la remontée significative des prix des produits pétroliers. Elle avait chuté depuis 2012 en raison de la baisse des volumes et de l'effondrement des cours fin 2014, atteignant un minimum de 0,5 Md€ en 2016, soit moins de la moitié de sa valeur de 2012.

4.3.3 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

L'usage de transport concentre, à lui seul, plus de 60 % de la quantité totale consommée en France, soit 44,3 Mtep en 2017. Sa part dans la dépense totale est encore plus élevée, de l'ordre des trois quarts, les produits pétroliers utilisés pour le transport étant davantage taxés que ceux servant à d'autres usages. Le transport routier des ménages absorbe la plus grosse part de cette consommation devant celui des entreprises, les autres modes de transport générant des consommations beaucoup plus modestes. Les entreprises pèsent relativement moins dans la dépense que dans la consommation physique car, outre le fait qu'une partie de la TVA est déductible, certains secteurs d'activité bénéficient d'exonérations fiscales. Les consommations restent assez stables sur cinq ans, tandis que les dépenses associées varient, en raison de la chute des prix, puis de leur remontée en 2017.

Les consommations du secteur résidentiel se replient légèrement en 2017 (- 0,5 %, à 5,3 Mtep), à la suite de trois ans de nette baisse. Il s'agit principalement du fioul domestique et, dans une moindre mesure, du GPL. Le secteur tertiaire a, quant à lui, consommé en 2017 3,2 Mtep de produits pétroliers, soit 4 % de plus qu'en 2016. Corrigées des variations climatiques, les consommations respectives des secteurs résidentiel et tertiaire sont en hausse de 2,5 %

et 5,5 %, à rebours de leurs tendances baissières de long terme. Ce rebond est toutefois à interpréter avec prudence, étant très probablement imputable à une hausse du niveau de remplissage des cuves de fioul (la consommation de fioul étant assimilée à ses achats dans le présent bilan). Les dépenses respectives de ces secteurs s'élèvent à 5,5 Md€ et 2,4 Md€, en nette hausse par rapport aux années précédentes (+ 12 % et + 8 %), dans le sillage du rebond des prix.

La consommation de produits pétroliers dans l'industrie (y compris construction) recule régulièrement, reflétant le recours à d'autres énergies, des gains d'efficacité énergétique et la relative désindustrialisation de l'économie. Après un léger rebond en 2015, la consommation de produits pétroliers dans l'industrie recule de nouveau en 2016 (- 2 % sur un an), puis encore davantage en 2017 (- 7 %), à 2,5 Mtep. Toutefois, dans le même temps, la hausse des prix est telle que la facture du secteur a fortement augmenté (+ 19 % sur un an), à 1,5 Md€.

Le secteur de l'agriculture (pêche incluse) consomme principalement du fioul domestique et, depuis son introduction en 2011, du gazole non routier. Sa consommation s'est établie à 3,0 Mtep en 2017, comme en 2016. La dépense du secteur a cependant progressé, de 14 % sur un an, en lien avec la forte hausse des prix, à 2,1 Md€. Cette valeur reste néanmoins très inférieure à celles d'avant 2014, voisines de 3 Md€.

Globalement, depuis 2012, la consommation finale à usage énergétique de produits pétroliers, corrigée des variations climatiques, recule de 4,1 % (et de 2,9 % en incluant les biocarburants).

4.3.4 CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

Les usages non énergétiques de produits pétroliers se concentrent essentiellement dans l'industrie pétrochimique, où des alcènes sont produits par vapocraquage de coupes pétrolières, tels que le naphtha ou des alcanes légers, avant d'entrer dans la fabrication de produits synthétiques (matières plastiques, cosmétiques, etc.). La consommation finale non énergétique de produits pétroliers a repris en 2017 (+ 6 %), à 12,7 Mtep, après s'être repliée depuis 2014, en raison notamment de la fermeture du vapocraqueur de Carling-Saint-Avold en fin d'année 2014. Elle reste toutefois loin de son niveau d'avant-crise (16,2 Mtep en 2007).

Près de 2,5 Mtep de bitumes sont consommées chaque année dans le secteur de la construction. Les autres produits correspondent à des lubrifiants, utilisés dans les transports, l'agriculture et l'industrie, ainsi qu'à des quantités limitées de coke de pétrole, à usage industriel.

La consommation finale non énergétique de produits pétroliers retrouve ainsi son niveau de 2012, après avoir atteint, en 2016, son plus bas niveau depuis cinq ans. La variation des cours du pétrole brut lors des cinq dernières années a également fortement impacté ces produits : après un recul ininterrompu et parfois très important (- 30 % en 2013) jusqu'en 2016, leur facture est repartie à la hausse en 2017, à 7,1 Md€, contre 5,9 Md€ un an auparavant.

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

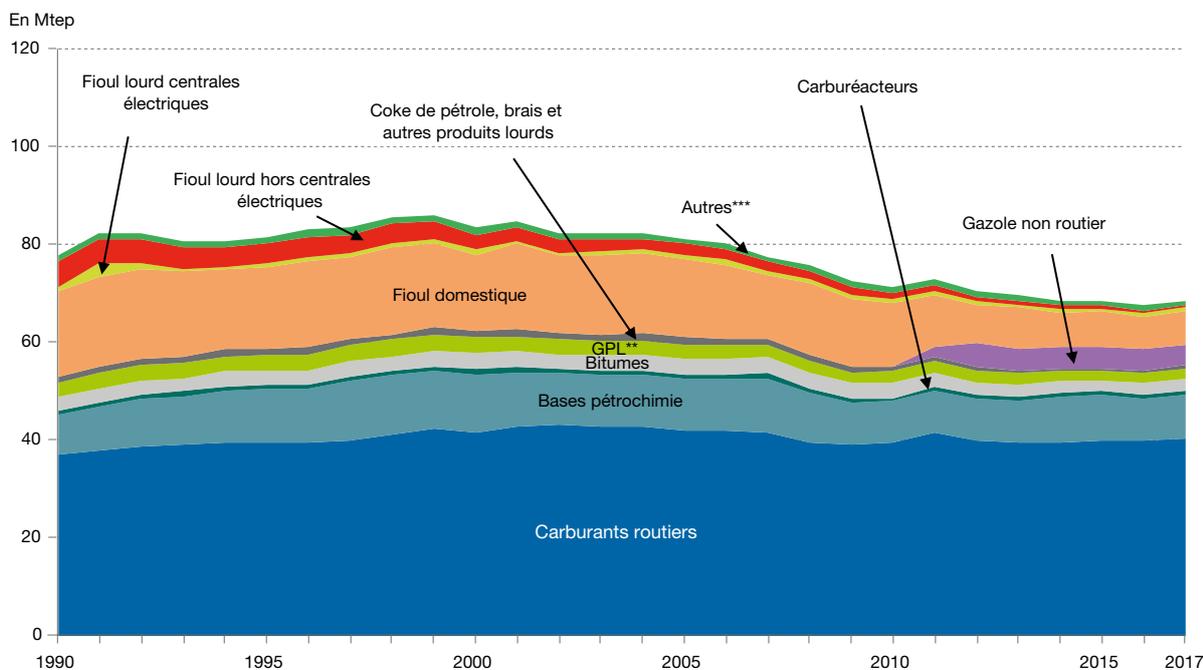
4.3.5 CONSOMMATION PAR PRODUIT

Le gazole routier représente près de la moitié de la consommation de produits pétroliers en 2017, devant le fioul domestique et les autres gazoles (17 %), les supercarburants (11 %), puis les produits non énergétiques (11 %) et le GPL (6 %) - (figures 4.3.5.1 et 4.3.5.2). Les mêmes produits sont aussi les principaux facteurs de dépense, mais le gazole routier est encore plus prédominant (57 % y compris biodiesel) et l'essence (18 % y compris bioéthanol) devance le fioul

domestique (11 %), les prix des carburants étant plus élevés que ceux des combustibles en raison d'une fiscalité plus lourde.

Le rééquilibrage progressif depuis 2013 du marché des véhicules neufs vers l'essence, qui commençait à être perceptible en 2016 dans la structure de consommation des carburants routiers, l'est encore davantage en 2017, les consommations de gazole (y compris biodiesel) restant stables, tandis que celles de supercarburants (y compris bioéthanol) augmentent nettement (+ 4,4 %).

Figure 4.3.5.1 : consommation de produits pétroliers raffinés par type de produit (hors biocarburants)*



* Hors consommations des armées et autres usages non spécifiés. Données réelles, non corrigées des variations climatiques.

** 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.

Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calculs SDES, d'après CPDP et Douanes

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

Figure 4.3.5.2 : consommation et dépense par type de produit (y compris biocarburants)

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Total	73,8	95 180	73,0	89 862	72,9	78 061	71,4	72 585	72,5	80 471
Gazole routier	34,5	50 820	34,8	48 812	35,2	44 009	35,1	41 905	35,1	45 619
Fioul domestique et autres gazoles	14,4	13 635	13,0	11 454	13,3	9 350	12,6	7 887	12,7	9 154
Supercarburants*	7,4	15 179	7,4	14 839	7,5	13 734	7,7	13 423	8,0	14 871
Jet kérosène	1,3	1 105	1,2	970	1,2	754	1,1	530	1,1	501
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	4,2	4 425	4,5	4 279	4,4	3 591	4,3	3 206	4,2	3 576
Fioul lourd	1,6	891	1,4	779	1,4	534	1,2	392	1,2	465
Produits non énergétiques**	7,9	7 575	7,9	7 261	7,4	5 041	7,0	4 376	7,7	5 134
Autres***	2,5	1 549	2,6	1 468	2,5	1 047	2,5	865	2,6	1 150

* Y compris essence aviation.

** Naphta, bitumes, lubrifiants.

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

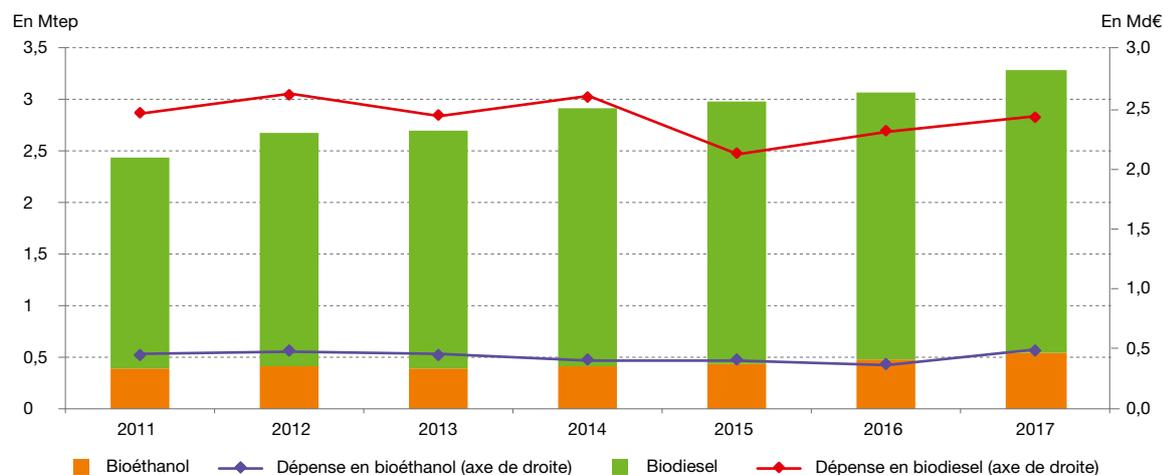
Source : calculs SDES

4.3.6 BIOCARBURANTS

Les consommations de biodiesel et de bioéthanol sont plus dynamiques que celles respectivement de gazole et de supercarburants, en raison de la hausse des taux d'incorporation (figure 4.3.6.1). Ainsi, la consommation de biodiesel croît de 6 % sur un an (+ 21 % depuis 2012) et celle de bioéthanol de 14 % (+ 34 % depuis 2012). Les dépenses

associées, qui diminuaient de manière quasi continue depuis le début de la décennie du fait de la baisse des prix (cf. 1.6), rebondissent en 2017. Hors prise en compte des coûts de distribution et des taxes (affectés par convention aux produits pétroliers avec lesquels ils sont mélangés), les dépenses de biodiesel et de bioéthanol s'élèvent ainsi respectivement à 2,4 et 0,5 Md€, en hausse de 5 % et 32 % sur un an.

Figure 4.3.6.1 : consommation de biocarburants et dépense totale associée

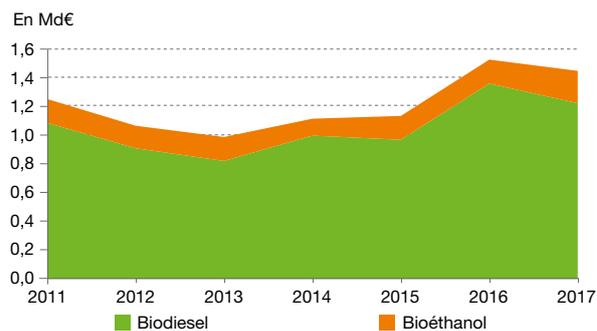


Sources : DGDDI ; FAO

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

Comme les prix des biocarburants sont supérieurs à ceux des produits pétroliers auxquels ils sont mélangés (le gazole pour le biodiesel et les supercarburants pour le bioéthanol), leur incorporation engendre un coût pour la collectivité. Ce surcoût peut être estimé à 1,4 Md€ en 2017 (figure 4.3.6.2). Bien qu'en diminution sur un an, de près de 5 %, celui-ci reste à un niveau élevé par rapport au début de la décennie, du fait d'une plus grande consommation de biocarburants.

Figure 4.3.6.2 : surcoût d'incorporation des biocarburants



Sources : DGDDI ; CPDP

4.4 Hausse de la consommation de gaz naturel pour la troisième année consécutive, toujours soutenue par la sollicitation des centrales à gaz

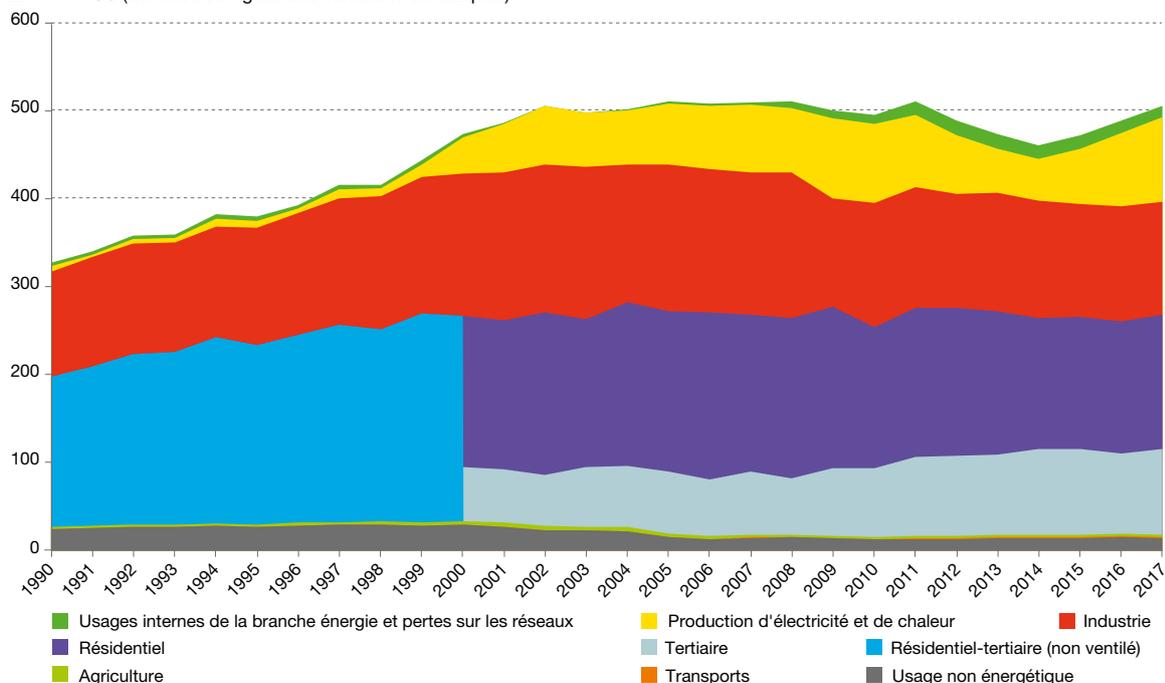
4.4.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

Nette des pertes de transport et de distribution (cf. 3.3), la consommation totale de gaz naturel progresse légèrement en 2017 (+ 0,6 %), pour un total de 498 TWh (en pouvoir calorifique supérieur). Cette hausse prolonge le rebond déjà observé les deux années précédentes et s'explique principalement par la sollicitation soutenue des centrales à gaz pour la production d'électricité et de chaleur. Corrigée

des variations climatiques, la consommation totale de gaz naturel progresse plus nettement, de 3,3 % sur un an et de 3,6 % par rapport à 2012 (figure 4.4.1.1). La dépense de gaz naturel se situe à 19,4 Md€ en 2017 (figure 4.4.1.2), en recul de 1,0 % par rapport à 2016. Elle est nettement en retrait du point haut de 2013 (24,1 Md€) et à peu près stable depuis 2014, la baisse des prix observée entre 2013 et 2017 ayant annulé l'impact de la hausse de consommation.

Figure 4.4.1.1 : consommation totale (hors pertes) de gaz naturel par secteur

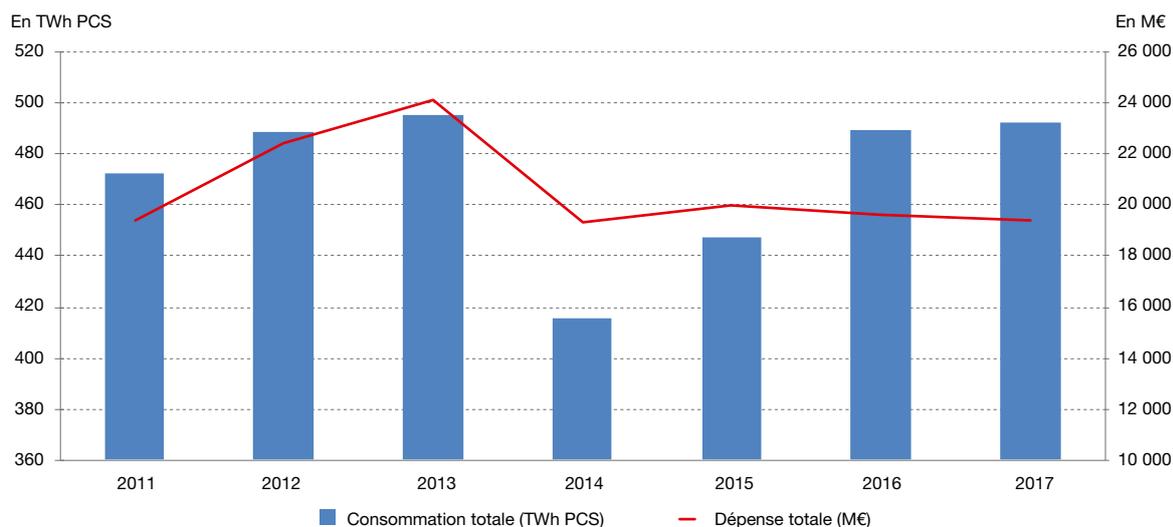
En TWh PCS (données corrigées des variations climatiques)



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)

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

Figure 4.4.1.2 : consommation physique et dépense de gaz naturel (données non corrigées des variations climatiques)



Source : calculs SDES

4.4.2 BRANCHE ÉNERGIE

La branche énergie représente 22 % de la consommation (hors pertes) de gaz naturel en 2017 (107 TWh), pour un coût de 2,0 Md€ (figure 4.4.2.1). La majeure partie, 94 TWh, correspond à l'utilisation de gaz naturel comme combustible pour produire de l'électricité et, dans une moindre mesure, de la chaleur. Les 13 TWh restants correspondent pour l'essentiel à la consommation de gaz naturel des raffineries, en baisse de 7,1 % en 2017, dans lesquelles il est utilisé essentiellement comme combustible, mais aussi pour produire de l'hydrogène afin de désulfurer les carburants. À

climat constant, si la consommation des centrales calogènes (9 TWh) recule en 2017 (- 6,6 %), celle des centrales par cogénération (31 TWh) augmente (+ 7,2 %), mais moins que celle des centrales produisant uniquement de l'électricité, qui progresse de 23,4 % en un an. Cette dernière s'établit ainsi à 57 TWh en 2017, soit deux fois plus qu'il y a deux ans, et quasiment cinq fois plus qu'il y a trois ans. Cette forte hausse s'explique par la relance des centrales à cycle combiné au gaz (CCCG), dont la sollicitation est liée aux variations des prix de gros du gaz ainsi qu'à celles de la demande d'électricité et de la disponibilité des autres moyens de production.

Figure 4.4.2.1 : consommation de la branche énergie (données non corrigées des variations climatiques)

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€						
Branche énergie	70	2 102	55	1 417	74	1 722	98	1 850	107	2 008
Transformation en électricité ou chaleur	54	1 642	40	1 040	58	1 363	84	1 590	94	1 768
Branche énergie hors transformation	16	460	15	377	16	359	14	260	13	240

Source : calculs SDES

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

4.4.3 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

La consommation finale énergétique de gaz naturel décroît de 1,5 % en 2017, à 370 TWh (*figure 4.4.3.1*). Corrigée des variations climatiques, elle progresse néanmoins de 1,5 % sur un an. Elle interrompt ainsi la tendance baissière de ces cinq dernières années (- 1,2 % en moyenne chaque année entre 2011 et 2016), mais reste en retrait de 2,5 % par rapport à 2012.

Le résidentiel représente 40 % de la consommation finale énergétique de gaz naturel, devant l'industrie (33 %) et le tertiaire (26 %), le poids des secteurs agricole et du transport demeurant marginal (respectivement 0,7 % et 0,3 %). Par rapport à 2012, les consommations corrigées des variations climatiques des secteurs résidentiel, industriel et agricole sont en baisse. Celles du tertiaire et du transport apparaissent, à l'inverse, en hausse. L'utilisation du gaz naturel pour le

transport concerne essentiellement les véhicules de flottes captives, principalement des autobus, des bennes à ordures et des véhicules utilitaires utilisant du gaz naturel pour véhicules (GNV), dont l'usage se développe depuis le début des années 2000.

La dépense des consommateurs finaux de gaz à usage énergétique décroît de 2,0 % en 2017, à 17,1 Md€ (*figure 4.4.3.1*), la baisse des prix (*cf. 1.4*) s'ajoutant à celle de la consommation. Le poids du résidentiel est plus élevé dans cette dépense globale (58 %) que dans la consommation physique (40 %), car les ménages s'acquittent de prix plus élevés que les entreprises. À l'inverse, l'industrie représente 19 % de la dépense pour 34 % de la consommation. Enfin, le tertiaire, avec des prix moyens proches de la moyenne des consommateurs, acquitte 22 % de la dépense pour 25 % de la consommation.

Figure 4.4.3.1 : consommation finale à usage énergétique (données non corrigées des variations climatiques)

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En TWh	En M€								
Agriculture	3	111	3	123	3	104	3	97	3	94
Industrie	137	4 599	129	4 071	126	3 812	131	3 433	126	3 236
Transport	0,9	4 625	0,9	3 858	1,0	3 873	1,1	3 717	1,2	3 818
Tertiaire	98		84		89		91		94	
Résidentiel	173	12 247	129	9 535	139	10 179	151	10 212	147	9 968
Total	411	21 582	347	17 586	358	17 968	376	17 459	370	17 116

Source : calculs SDES

4.4.4 CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

Interrompant la tendance à la hausse observée depuis 2012, les utilisations non énergétiques du gaz naturel diminuent en

2017, de 4,9 %, à 14 TWh, pour une dépense de 0,3 Md€ (*figure 4.4.4.1*). Le gaz naturel y 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 client.

Figure 4.4.4.1 : consommation finale à usage non énergétique

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En TWh	En M€								
Chimie	14	398	14	333	15	312	15	277	14	258

Source : calculs SDES

4.5 La consommation d'énergies renouvelables et de déchets poursuit sa progression, à climat constant

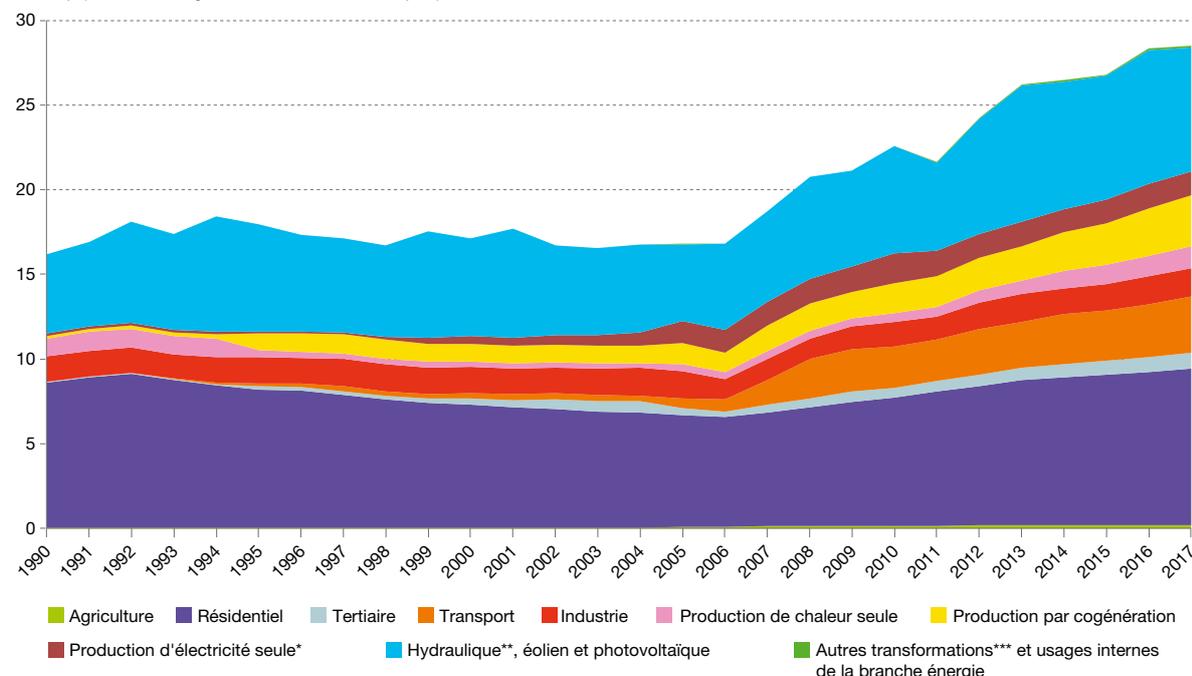
La consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets s'établit à 28,1 Mtep en 2017. Elle se répartit en 7,3 Mtep d'énergies hydraulique, éolienne et photovoltaïque converties en électricité, 5,8 Mtep de combustibles (principalement de la biomasse et des déchets) brûlés pour produire de l'électricité ou de la chaleur destinée à être commercialisée et enfin 15,0 Mtep consommées directement par les utilisateurs finaux.

Tous usages confondus, la consommation d'énergies renouvelables et de déchets diminue de 1,0 % sur un an. Cette baisse s'explique principalement par un recul de la filière hydraulique (cf. 2.2.3) et des températures plus douces en 2017 qu'en 2016. À climat constant, la croissance de la

consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets, entamée depuis une dizaine d'années, se poursuit à un rythme plus faible en 2017, de + 0,5 % (figure 4.5.1). Néanmoins, si l'on exclut l'hydraulique, dont les fluctuations, fortement dépendantes de la pluviométrie, ne sont pas corrigées dans le présent bilan, la consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets progresse de 4,7 %, soit un rythme comparable aux années précédentes. Toujours à climat constant, la consommation d'énergies renouvelables et de déchets pour la production d'électricité et de chaleur augmente nettement (+ 4,6 %), de même que la consommation finale (+ 3,1 %).

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

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* Hors hydraulique, éolien, photovoltaïque, énergies marines.

** Y compris 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 ».

Champ : France y compris DOM à partir de 2011 ; France métropolitaine avant 2011.

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

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

La consommation finale (15,0 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, 59 %, suivi du transport (22 %), de l'industrie (11 %), du tertiaire (6 %) et de l'agriculture (1 %).

Environ 8,9 Mtep d'énergies renouvelables thermiques ou issues des déchets sont consommées pour le chauffage dans le secteur résidentiel, en diminution de 1,7 % sur un an. Corrigée des variations climatiques, cette consommation augmente en revanche de 2,1 %, soit un rythme comparable aux années passées. Sur ces 8,9 Mtep, 75 % sont issus de la combustion de bois, 23 % sont extraits des pompes à chaleur et 2 % sont produits par les capteurs solaires thermiques installés chez les particuliers. Après une période de croissance dans les années 2000, la consommation de bois de chauffage connaît un moindre dynamisme ces dernières années, comme en attestent le net recul des ventes d'appareils de chauffage au bois depuis 2013 (hormis une progression forte des poêles à granulés et une progression des poêles à bûches) et la diminution régulière de la consommation de bois par ménage équipé d'un appareil de chauffage au bois (du fait notamment de l'amélioration de l'efficacité de ces derniers). À l'inverse, 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 issues des déchets par le secteur tertiaire demeure modeste, à 0,9 Mtep en 2017. Elle progresse sur un an de 2,2 %, en données réelles, et de 4,5 %, à climat constant. Cette consommation, à des fins de chauffage, se

répartit entre les filières biomasse solide (36 %), pompes à chaleur (24 %), incinération de déchets (24 %), biogaz (13 %), géothermie (2 %) et solaire thermique (1 %).

La consommation finale dans l'industrie – à 91 % de la biomasse solide – s'élève, quant à elle, à 1,6 Mtep en 2017 et reste quasi stable par rapport à 2016 (+ 0,3 %). L'industrie du papier-carton reste fortement consommatrice de biomasse (0,8 Mtep), notamment de 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 poursuit sa hausse en 2017 et atteint 3,3 Mtep, soit une augmentation de 7,1 % par rapport à 2016. Cette hausse est soutenue par la consommation de bioéthanol (+ 13,7 %), dont le taux d'incorporation à l'essence augmente, et de biodiésel qui est incorporé au gazole (+ 5,9 %).

En 2017, la dépense de consommation de bois-énergie s'élève à environ 2,2 Md€ (*figure 4.5.2*). Elle se répartit en 1,7 Md€ dans le secteur résidentiel (soit 75 % du total), 0,4 Md€ dans le secteur énergétique pour la production d'électricité et de chaleur, et un peu plus de 0,1 Md€ dans le secteur tertiaire et l'industrie. Cette dépense prend en compte l'achat de bois hors des circuits commerciaux (environ 20 % de la consommation en bois-bûche des ménages), mais n'inclut pas l'auto-approvisionnement en bois (environ 40 %). La dépense totale est globalement en hausse entre 2011 et 2017. Celle-ci résulte d'une part de l'augmentation de la consommation de bois-énergie sur la période, mais aussi de l'augmentation du prix moyen du bois-énergie utilisé (*cf. 1.5*). Cette dernière est due notamment à l'usage croissant de combustibles de qualité, plus onéreux, tels que les granulés de bois, et à l'augmentation de la TVA (passage progressif de 5,5 % en 2011 à 10 % en 2014).

Figure 4.5.2 : consommation primaire de bois-énergie par secteur (données non corrigées des variations climatiques)

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Consommation primaire totale	9,3	1 896	8,1	1 807	8,7	2 044	9,7	2 212	9,4	2 245
Branche énergie	0,7	184	0,9	230	1,0	271	1,4	382	1,5	398
<i>dont producteurs d'électricité et de chaleur</i>	0,7	184	0,9	230	1,0	271	1,4	382	1,5	398
<i>dont hors producteurs d'électricité et de chaleur</i>	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0
Industrie	0,8	80	0,8	86	0,8	92	0,8	76	0,8	73
Résidentiel	7,5	1 579	6,1	1 424	6,5	1 605	7,0	1 671	6,7	1 686
Tertiaire	0,2	53	0,3	67	0,3	77	0,3	83	0,3	88
Agriculture	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0

Note : la consommation totale de bois-énergie (hors liqueur noire) s'élève à 9,43 Mtep en 2017, pour une dépense correspondante de 2,2 Md€.

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

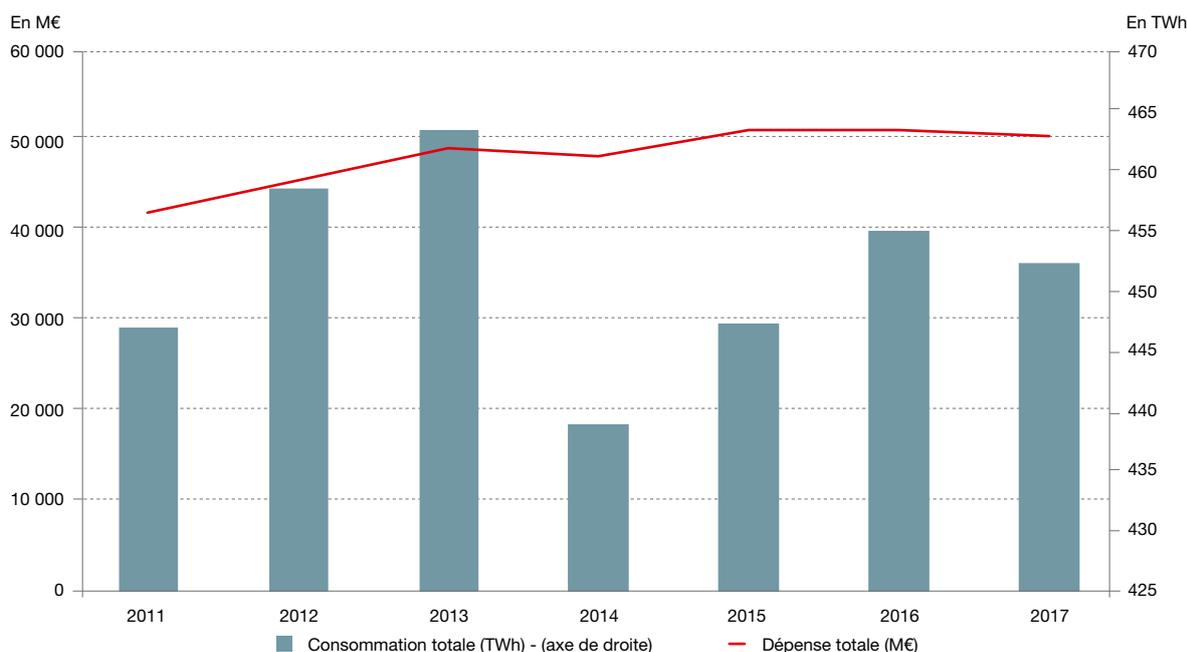
4.6 La consommation d'électricité recule légèrement après deux années de hausse

Après deux années de hausse (+ 1,9 % en 2015 et + 1,7 % en 2016), la consommation totale d'électricité – nette des pertes de transport et de distribution et de l'électricité absorbée par le pompage – recule de 0,6 % en 2017, pour s'élever à 452 TWh (figure 4.6.1). À climat constant, la consommation totale d'électricité recule légèrement entre

2016 et 2017 (- 0,4 %). Depuis 2012, elle a baissé de 1,1 %.

La dépense d'électricité s'élève, quant à elle, à 51 Md€ en 2017. Alors qu'elle progressait de 2,9 % par an en moyenne entre 2012 et 2016, elle se replie de 1,1 % en 2017 en raison du recul de la consommation et du prix moyen de l'électricité (cf. 1.7.2), mais reste plus élevée qu'au début de la décennie.

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

Au-delà des pertes sur le réseau (39 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 170 M€

(figure 4.6.2). Cette consommation a fortement baissé en 2012, en raison de l'adoption d'un procédé d'enrichissement d'uranium beaucoup moins consommateur d'électricité que celui utilisé jusque-là, et reste stable depuis 2013.

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

Figure 4.6.2 : consommation de la branche électricité

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En TWh	En M€								
Branche électricité	2	161	2	165	2	165	3	182	2	170

Source : calculs SDES

Environ 4 TWh d'électricité ont été consommés en 2017 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 321 M€. Les quantités consommées et la dépense associée représentent respectivement de 6,1 % et 17,3 % sur un an.

Figure 4.6.3 : consommation de la branche énergie hors électricité

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En TWh	En M€								
Branche énergie hors électricité	4	366	4	367	4	363	4	388	4	321

Source : calculs SDES

La consommation finale d'électricité diminue de 0,6 % en 2017, à 437 TWh, pour une dépense de 50,6 Md€ (figure 4.6.4). Corrigée des variations climatiques, elle augmente légèrement, de 0,4 % (figure 4.6.5). À climat constant, la consommation finale est relativement stable depuis 2012, se maintenant entre 438 et 441 TWh chaque année, 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 (32 %), l'industrie (27 %), 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 (52 %). 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 29 % de la dépense.

La consommation des secteurs résidentiel et tertiaire (respectivement 159 TWh et 140 TWh en 2017) dépend à court terme essentiellement du climat. Ainsi, la légère hausse des températures en 2017, relativement à 2016, a entraîné un recul de la consommation (- 1,2 % dans le résidentiel, - 0,4 % dans le tertiaire). Corrigée des variations climatiques, la consommation d'électricité du secteur résidentiel augmente de 0,8 % et celle du tertiaire de 0,2 %. 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 118 TWh, elle régresse légèrement à climat réel (- 0,2 %), 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.

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

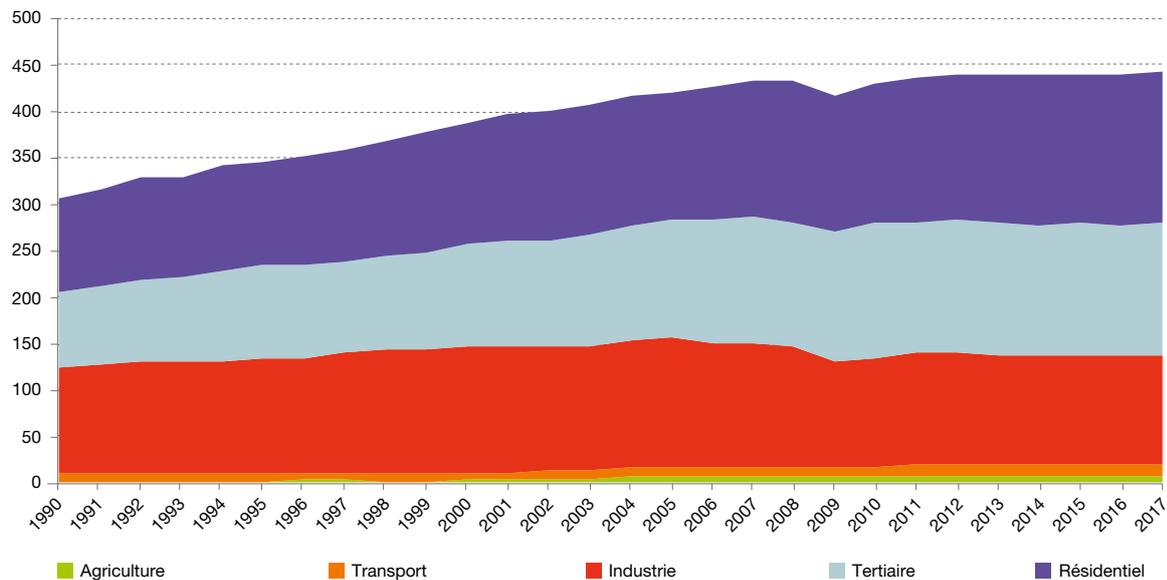
Figure 4.6.4 : consommation finale d'électricité

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En TWh	En M€								
Agriculture	9	784	8	831	9	933	9	960	9	970
Industrie	119	8 382	118	8 375	117	8 349	118	7 788	118	7 539
Transport	11	921	11	899	11	914	11	937	11	777
Tertiaire	143	14 673	137	14 628	140	15 644	140	14 883	140	14 883
Résidentiel	166	24 368	149	23 404	155	25 242	161	26 555	159	26 453
Total	448	49 129	423	48 137	432	51 082	439	51 124	437	50 621

Source : calculs SDES

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 annuelle sur le transport et la distribution d'électricité, RTE, Enedis et Rica

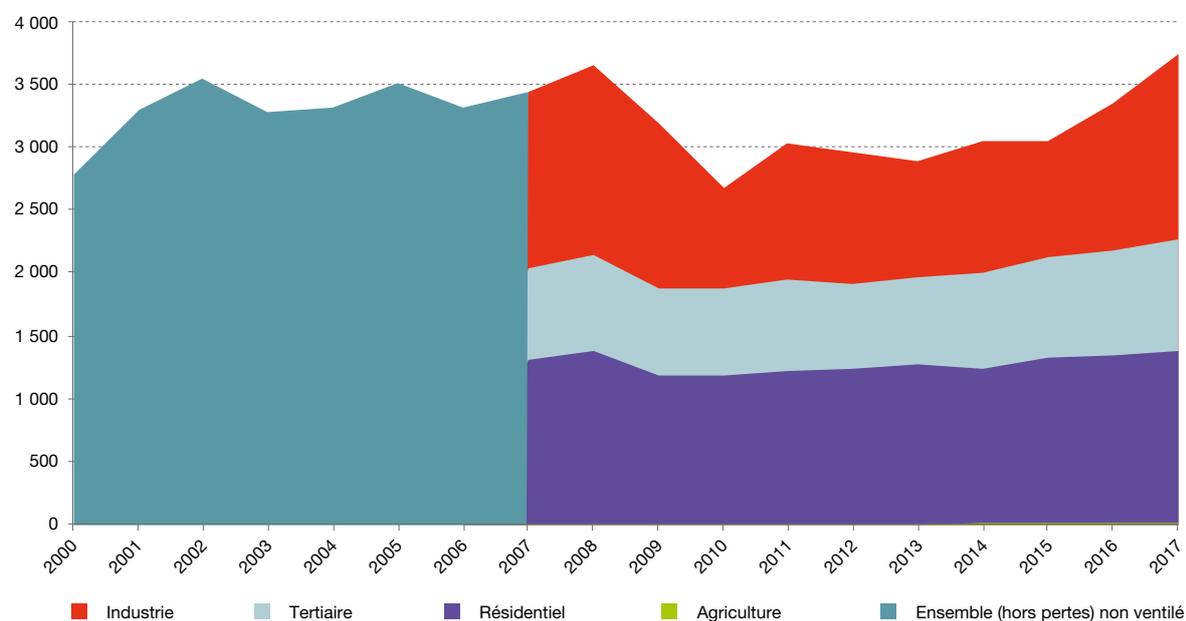
4.7 La consommation de chaleur commercialisée continue à progresser en 2017

La consommation (hors pertes) de chaleur commercialisée s'élève à 3,7 Mtep en 2017. Corrigée des variations climatiques, celle-ci est en hausse de 12 % par rapport à 2016, principalement portée par la forte progression des ventes de chaleur cogénérée aux industriels (figure 4.7.1). Les livraisons aux secteurs résidentiel et tertiaire augmentent plus modérément (respectivement de 2 % et 7 %), mais atteignent toutefois des niveaux inédits, reflet du développement

du chauffage urbain en France. Ces deux secteurs consommateurs concentrent en effet à eux deux les neuf dixièmes des livraisons des réseaux de chaleur. Au total, le secteur industriel représente 39 % des quantités de chaleur achetée, le résidentiel 37 % et le tertiaire 24 %, la consommation de chaleur dans le secteur agricole restant très marginale.

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

En 2017, la dépense de consommation totale de chaleur commercialisée, non corrigée des variations climatiques, s'élève à 2 464 M€ (figure 4.7.2). Les secteurs résidentiel et tertiaire portent plus de 80 % de cette dépense avec des

montants respectifs de 1 264 M€ et 741 M€. Le secteur industriel, qui bénéficie de prix plus bas que le résidentiel et le tertiaire (cf. 1.8), pèse nettement moins dans la dépense (18 %) que dans la consommation totale en volume.

Figure 4.7.2 : consommation de chaleur commercialisée et dépense associée

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En ktep	En M€								
Consommation finale totale	2 993	2 118	2 849	2 093	2 925	2 106	3 344	2 249	3 674	2 464
Industrie	924	365	1 043	392	914	308	1 174	352	1 472	452
Résidentiel	1 335	1 163	1 105	1 123	1 253	1 183	1 337	1 200	1 332	1 264
Tertiaire	734	590	692	570	751	609	824	689	861	741
Agriculture	0	0	10	8	7	6	9	8	8	7

Note : la consommation totale de chaleur commercialisée s'élève à 3 674 ktep en 2017, pour une dépense correspondante de 2 464 M€.

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

partie 5

La consommation d'énergie par secteur ou usage en France

— La consommation finale d'énergie réelle est quasiment stable en 2017. Corrigée des variations climatiques, elle augmente de 1,5 %, tirée par la croissance du PIB. Tant les usages énergétiques (142,8 Mtep) que non énergétiques (14,2 Mtep) sont concernés par cette hausse. Seule l'industrie voit sa consommation légèrement diminuer. Dans l'agriculture et les transports, la consommation est stable. Elle progresse dans le résidentiel et surtout le tertiaire. En 2017, les consommateurs finaux d'énergie ont dépensé 154 Md€, soit 5 % de plus qu'en 2016. Cette hausse vient après trois années de repli.



5.1 Hausse de 1 % de la consommation finale à usage énergétique, corrigée des variations climatiques

La consommation finale d'énergie réelle est restée quasiment stable en 2017 (+ 0,3 %), pour atteindre 155,2 Mtep (*figure 5.1.1*). Corrigée des variations climatiques, la consommation finale d'énergie augmente de 1,5 %, les besoins de chauffage ayant été globalement moins élevés en 2017 qu'en 2016, après un repli de 1 % en 2016. Depuis 2012, elle a globalement très légèrement reculé, de 0,4 %.

La consommation finale à usage énergétique, corrigée des variations climatiques, augmente de 1,2 %, pour s'établir à 142,8 Mtep. Seule l'industrie voit sa consommation diminuer en 2017 (- 0,5 %). Dans l'agriculture et les transports, la consommation est stable. Elle progresse dans le résidentiel (+ 1,5 %) et surtout le tertiaire (+ 3,4 %).

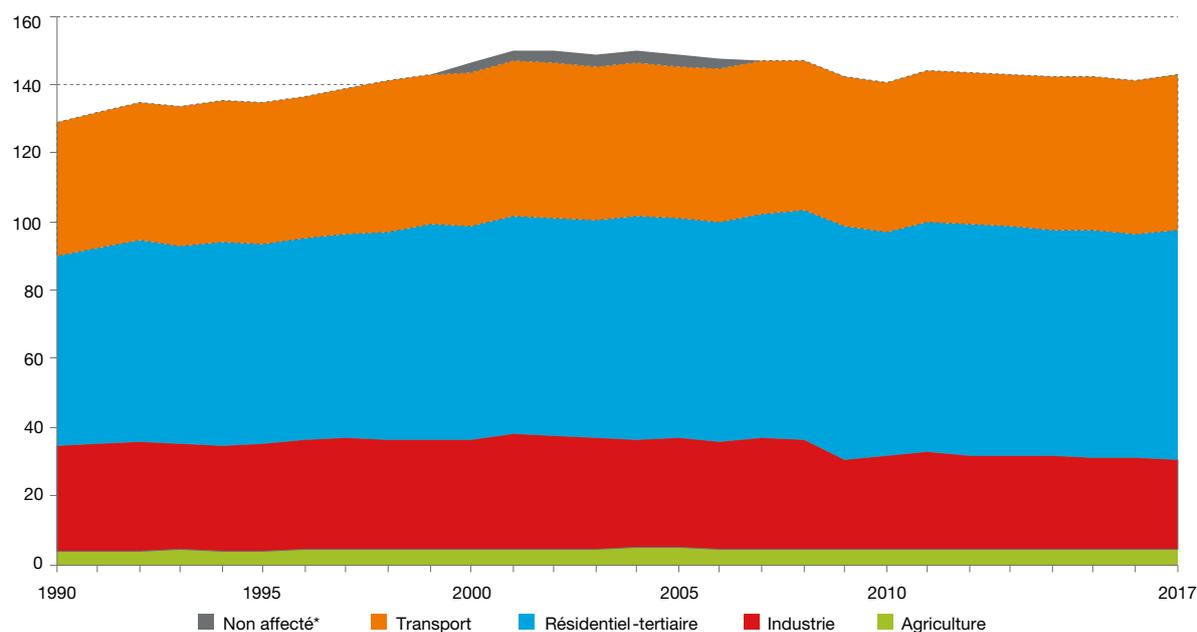
La consommation non énergétique augmente de 5 % en 2017, principalement en raison d'une forte hausse des consommations de naphta (+ 15 %), intrant majoritaire des usines pétrochimiques, après deux années consécutives de

baisse. En effet, l'activité pétrochimique rebondit, en raison notamment de la reprise du secteur de la construction, secteur fortement consommateur, et d'un effet de rattrapage lié au blocage des raffineries à la fin du printemps 2016.

Les consommateurs finaux d'énergie ont dépensé 154 Md€ en 2017, en progression de 5 % par rapport à 2016 (*figure 5.1.2*). Cette hausse vient après trois années de repli. En cinq ans, la dépense a reculé de près de 10 %, du fait d'un recul du prix moyen de l'énergie. Le transport concentre plus de 40 % de la dépense, alors que ce secteur pèse pour près de 32 % de la consommation. À l'inverse, le poids de l'industrie est plus faible dans la dépense totale que dans la consommation (respectivement 14 % et 19 %). Cela s'explique par le fait que les industriels bénéficient généralement de prix inférieurs à la moyenne, grâce à leur volume élevé de consommation et une taxation globalement moins élevée que celle des ménages.

Figure 5.1.1 : 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.

Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

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

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

Figure 5.1.2 : consommation finale par secteur (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Industrie	41,2	27 632	40,8	26 498	40,0	22 588	40,3	20 369	40,7	21 675
Transport	44,2	68 024	44,5	65 485	44,9	59 330	45,0	56 815	45,4	61 919
Résidentiel	44,9	47 475	37,1	41 996	39,3	43 725	41,3	44 600	40,7	44 923
Tertiaire	25,1	23 513	23,0	22 171	23,9	22 868	23,9	21 613	24,3	21 958
Agriculture	4,6	4 038	4,6	3 902	4,6	3 398	4,1	2 868	4,1	3 128
Total	160,0	170 683	150,0	160 052	152,7	151 910	154,7	146 265	155,2	153 603

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

5.2 Après trois années de baisse, la dépense en énergie par ménage rebondit

Les ménages français ont consommé, au total, 67,0 Mtep d'énergie en 2017 (*figure 5.2.1*), dont 40,7 Mtep dans leurs logements (*cf. 5.3*) et 26,4 Mtep pour leurs déplacements (*cf. 5.5*). Ils ont à cette fin dépensé 85,9 Md€.

La dépense courante d'énergie d'un ménage représente ainsi en moyenne 2 906 € en 2017, dont 1 520 € liés à l'énergie dans le logement et 1 386 € d'achat de carburants (*figure 5.2.2*). Cette facture moyenne augmente par rapport à 2016 (+ 4,4 %), après trois années consécutives de baisse (- 1,9 % entre 2013 et 2016 en moyenne annuelle). Plus précisément, la dépense d'énergie liée au logement reste stable en 2017 (- 0,1 %), alors que celle de carburants croît significativement (+ 9,7 %).

La stabilité de la dépense moyenne d'énergie domestique résulte de la baisse de la consommation d'énergie résidentielle (*cf. 5.3*), elle-même due à un climat plus doux en 2017, et

d'une évolution des prix globalement modérée, quoique contrastée entre formes d'énergie (*cf. 1.1*). À l'instar des dépenses de carburants, la facture par ménage pour les produits pétroliers à usage domestique (+ 11,0 %) est tirée vers le haut par la remontée des cours du pétrole. Pour l'électricité et le gaz naturel (respectivement - 1,2 % et - 3,1 % sur la facture moyenne des ménages), la hausse modérée des prix est plus que compensée par la baisse de la consommation. La dépense en chaleur a augmenté de 4,5 %, la hausse des prix dans le résidentiel (*cf. 1.8*) contrebalançant la faible diminution de la consommation. Enfin, la facture de bois des ménages stagne (+ 0,1 %).

Pour les carburants, la forte hausse observée s'explique, en premier lieu, par celle de leur prix et, dans une moindre mesure, celle de leur consommation.

Figure 5.2.1 : consommation d'énergie des ménages (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

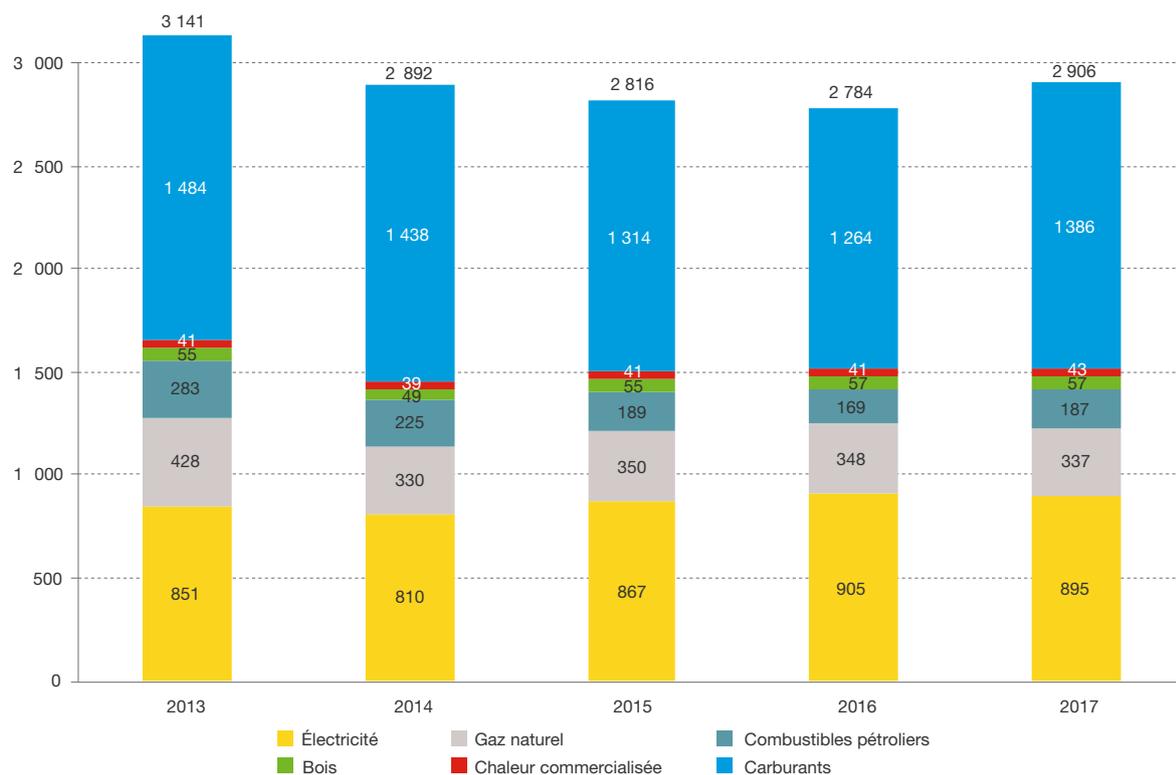
	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Logement	44,9	47 464	37,1	41 988	39,3	43 717	41,3	44 591	40,7	44 912
Transport	25,0	42 502	25,4	41 535	25,9	38 237	26,1	37 060	26,4	40 973
Total	69,9	89 966	62,5	83 523	65,2	81 954	67,4	81 652	67,0	85 884

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

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

Figure 5.2.2 : dépense en énergie par ménage, entre 2013 et 2017

En euros courants



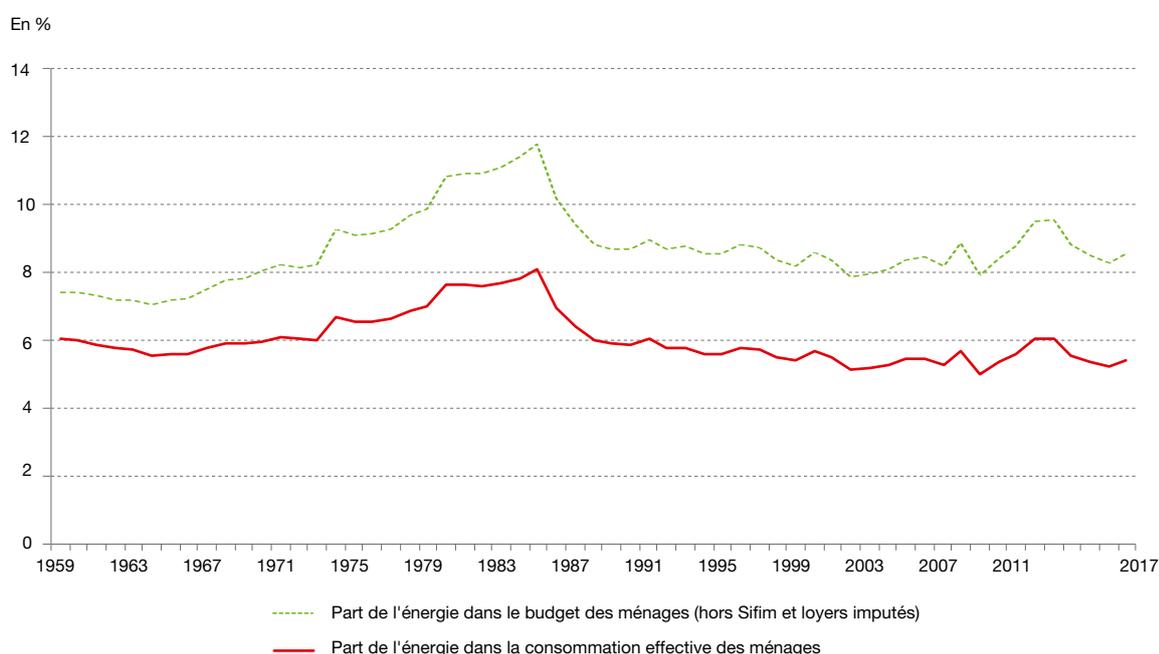
Note : les dépenses en charbon, qui représentent de l'ordre de 10 M€ par an, ne sont pas représentées ici, mais sont bien incluses dans le total.
Sources : calculs SDES, d'après les sources par énergie ; SDES, Comptes du logement

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

Au total, en 2017, l'énergie représente 8,5 % des dépenses réelles des ménages, hors loyers imputés et services d'intermédiation financière indirectement mesurés (Sifim) - (figure 5.2.3). Cette part augmente de 0,2 point, après

trois années consécutives de baisse. Les dépenses d'énergie représentent également 5,4 % de la consommation effective des ménages.

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



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 ce dont ils bénéficient, y compris ce qui est payé par l'ensemble de la collectivité.

Sources : Insee, Comptes nationaux ; calculs SDES, d'après les sources par énergie

5.3 Résidentiel : baisse de la consommation en données réelles, mais hausse à climat constant

En 2017, la consommation énergétique réelle du secteur résidentiel s'établit à 40,7 Mtep, en diminution de 1,7 %. Cette baisse est imputable à des besoins de chauffage moins importants en raison d'un climat plus doux qu'en 2016. Corrigée des variations climatiques, la consommation d'énergie résidentielle augmente en revanche de 1,5 %, s'élevant à 41,9 Mtep (*figure 5.3.1*). Cette hausse est constatée sur toutes les grandes formes d'énergie.

La consommation d'électricité, qui représente toujours l'énergie la plus utilisée dans le secteur résidentiel (un tiers de la consommation et plus de la moitié de la dépense), est en hausse de 0,8 %, une fois corrigée du climat, et atteint 14,0 Mtep. Celle de gaz naturel s'établit à 11,8 Mtep en 2017, en augmentation de 1,3 % par rapport à 2016. Pour les énergies renouvelables thermiques et les déchets, qui représentent plus de 20 % de la consommation du secteur, la consommation corrigée du climat augmente de 2,1 %, pour atteindre 11,8 Mtep en 2017. Cette hausse est essentiellement imputable à la pénétration croissante des pompes à chaleur (*cf. 2.2.3*). La consommation de produits pétroliers (5,5 Mtep en 2017), qui avait connu la baisse la plus importante depuis la fin des années 2000 (- 6,5 % entre 2008 et 2016 en moyenne annuelle), est celle qui augmente le plus entre 2016 et 2017, avec + 2,5 %. Ce rebond était pressenti après la forte chute de consommation de 2016. La consommation de chaleur commercialisée augmente de 2,4 % en 2017, pour s'établir à 1,4 Mtep.

Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (*cf. 4.1*), celle du secteur résidentiel est en légère diminution, à climat constant (- 1,7 %). Le bouquet énergétique du secteur tend par ailleurs à se décarboner, l'électricité, les énergies renouvelables et la chaleur commercialisée progressant à l'inverse du gaz et des produits pétroliers.

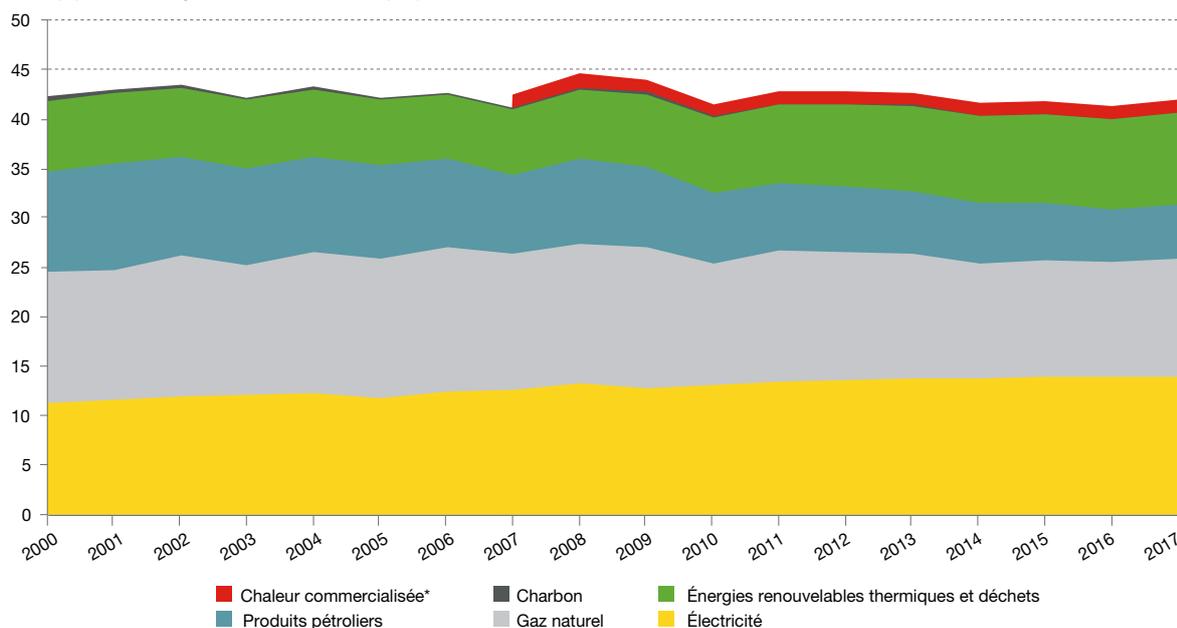
La dépense globale du secteur résidentiel s'établit à 44,9 milliards d'euros en 2017 (*figure 5.3.2*). À l'instar de la consommation énergétique réelle, cette dépense est en baisse (- 0,7 %), après deux années consécutives de hausse (+ 2,5 % en moyenne). Cette baisse est moins importante que celle de la consommation (- 1,7 %) à cause de la hausse globale des prix de l'énergie (*cf. 1.1*).

Par énergie, le constat est plus contrasté. La dépense en produits pétroliers augmente fortement avec la remontée des prix (*cf. 1.3*) – (5,5 milliards d'euros, + 11,9 %). Cette hausse interrompt la baisse régulière entamée en 2012. La dépense monétaire augmente également à un rythme soutenu pour la chaleur commercialisée (*cf. 1.8*) – (1,3 milliard d'euros, + 5,3 % par rapport à 2016). Dans une moindre mesure, les dépenses de bois-chauffage, seule énergie renouvelable valorisée dans ces comptes (*cf. 1.5*), sont aussi en hausse, de 0,9 % entre 2016 et 2017, à 1,7 milliard d'euros environ. Pour les autres énergies, le constat est inversé. La dépense en gaz naturel (10,0 milliards d'euros) baisse de 2,4 %, soit le recul le plus important observé dans le secteur résidentiel entre 2016 et 2017. La dépense en électricité, énergie la plus consommée dans le résidentiel, baisse très légèrement, de 0,4 %, et s'établit à 26,5 milliards d'euros.

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

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.

Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

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

Figure 5.3.2 : consommation finale d'énergie dans le secteur résidentiel (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Électricité	14,3	24 368	12,8	23 404	13,4	25 242	13,9	26 555	13,7	26 453
Gaz naturel	13,4	12 247	10,0	9 535	10,8	10 179	11,7	10 212	11,3	9 968
Produits pétroliers	6,7	8 094	5,5	6 494	5,5	5 499	5,4	4 943	5,3	5 531
EnRT & déchets*	9,2	1 579	7,6	1 424	8,3	1 605	9,1	1 671	8,9	1 686
Chaleur commercialisée	1,3	1 163	1,1	1 123	1,3	1 183	1,3	1 200	1,3	1 264
Charbon	0,0	23	0,0	16	0,0	17	0,0	18	0,0	22
Total	44,9	47 475	37,1	41 996	39,3	43 725	41,3	44 600	40,7	44 923

* Pour la valorisation monétaire des énergies renouvelables thermiques et déchets, seul le bois-chauffage commercialisé est pris en compte.

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

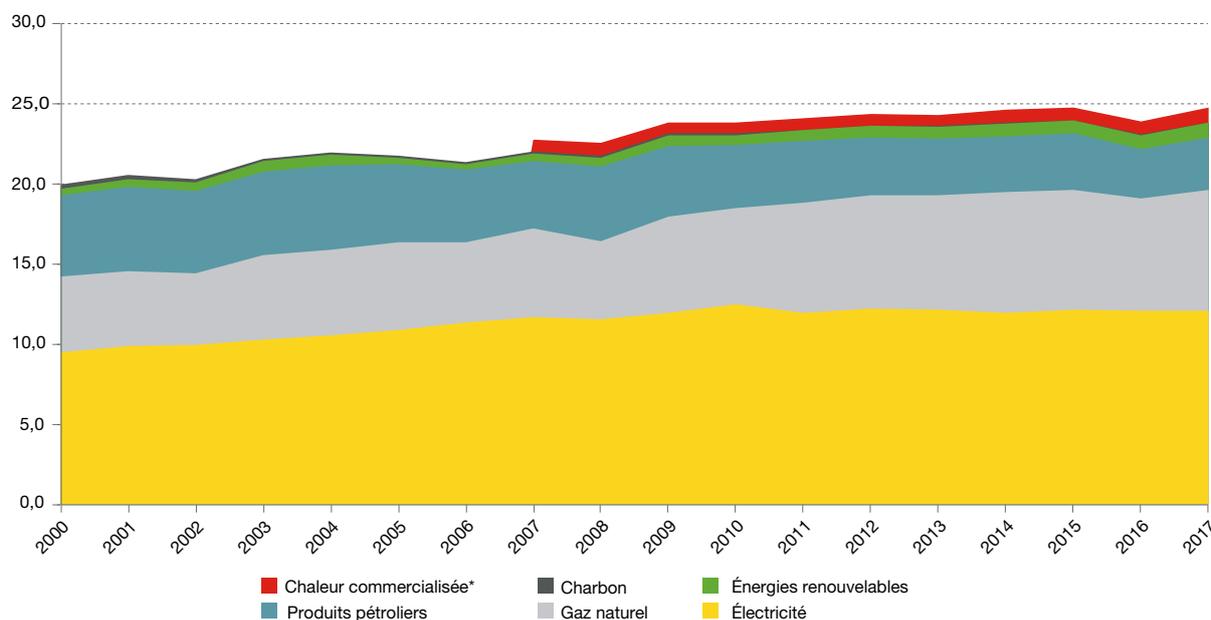
5.4 Tertiaire : retour à la consommation de 2015, à climat constant

En 2017, la consommation énergétique réelle du secteur tertiaire augmente de 1,6 %, pour atteindre 24 Mtep. Corrigée des variations climatiques (CVC), le niveau de la consommation est similaire à celui de 2015 : la croissance de 3,4 % en 2017 compense la baisse intervenue en 2016 (figure 5.4.1). Dans le secteur tertiaire, la consommation énergétique a crû de manière quasi continue dans les années 2000 et tend à se

stabiliser depuis le début de la décennie (à l'exception du creux de 2016). Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), celle du secteur tertiaire apparaît ainsi en très légère augmentation, à climat constant (+ 1,6 %, soit + 0,3 % en moyenne annuelle).

Figure 5.4.1 : consommation finale énergétique du secteur tertiaire

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* Données disponibles à partir de 2007 uniquement.

Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

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

Le retour en 2017 de la consommation corrigée au niveau de 2015 est principalement imputable au gaz, dont la consommation rebondit sensiblement en 2017, après avoir baissé en 2016. Globalement, depuis le début de la décennie, la consommation de gaz reste sur une tendance croissante, même si sa progression est moindre que dans les années 2000. La consommation électrique, qui représente la moitié du bouquet énergétique du tertiaire, est, quant à elle, stable, à climat constant, dans la continuité de la tendance observée

depuis le début de la décennie. La consommation corrigée des produits pétroliers augmente en 2017, à rebours de sa tendance de long terme. Toutefois, comme dans le résidentiel, cette hausse est probablement imputable à une augmentation du niveau de remplissage des cuves de fioul et pourrait donc n'être que passagère. Les énergies renouvelables continuent à progresser (+ 5 %) en 2017, mais plus modestement que ces dernières années. La chaleur commercialisée via des réseaux croît fortement, de 7 %, à climat constant.

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

Figure 5.4.2 : consommation finale d'énergie du secteur tertiaire (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Électricité	12,3	14 673	11,7	14 628	12,0	15 644	12,1	14 883	12,0	14 883
Gaz naturel	7,6	4 586	6,5	3 819	6,9	3 836	7,0	3 681	7,3	3 784
Produits pétroliers	3,7	3 573	3,3	3 048	3,4	2 665	3,1	2 241	3,2	2 428
Énergies renouvelables thermiques et déchets	0,7	53	0,7	67	0,8	77	0,9	83	0,9	88
Charbon	0,1	11	0,0	8	0,0	8	0,0	8	0,0	11
Chaleur commercialisée	0,7	590	0,7	570	0,8	609	0,8	689	0,9	741
Total	25,1	23 486	23,0	22 140	23,9	22 839	23,9	21 585	24,3	21 934

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

Le secteur tertiaire a dépensé 22 Md€ en 2017 pour sa consommation finale d'énergie, en progression de 1,6 % par rapport à 2016 (figure 5.4.2). Cette hausse s'explique par l'accroissement de la consommation finale réelle, les prix étant relativement stables par rapport à 2016 (hormis les produits pétroliers). Elle vient après la baisse de 2016 (- 5,5 % par rapport à 2015), qui s'expliquait par un recul des prix de l'énergie.

En 2017, l'électricité concentre plus des deux tiers de la dépense, contre la moitié de la consommation finale réelle, du fait d'un prix relativement élevé par rapport aux autres énergies. À l'inverse, le poids du gaz naturel est plus faible dans la dépense totale que dans la consommation (respectivement 17 % et 30 %). Troisième énergie du secteur, les produits pétroliers représentent 11 % de la dépense (et 13 % de la consommation), devant la chaleur commercialisée via des réseaux (3 % de la dépense totale et 4 % de la consommation).

5.5 Transports : légère hausse de la consommation

En 2017, l'usage des transports représente 32 % de la consommation énergétique finale, soit 45,4 Mtep, dont 26,4 Mtep sont imputables aux ménages (cf. 5.2) et 19,0 Mtep aux entreprises et administrations. Par convention statistique internationale, cette consommation exclut les soutes internationales maritimes (1,6 Mtep) et aériennes (6,5 Mtep).

L'année 2017 est marquée par une légère augmentation de la consommation énergétique finale pour les transports (+ 0,8 % par rapport à 2016), dans la continuité de la tendance observée depuis le début de la décennie (figure 5.5.1). Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), celle à usage de transport est en augmentation de 2,6 %, soit 0,5 % par an en moyenne. L'augmentation de la consommation d'énergie en 2017 est inférieure à celle du trafic, ce qui reflète la poursuite de gains d'efficacité énergétique. En effet, si le transport national de voyageurs croît modérément, de 1 %, celui de marchandises bondit de 6,5 % (*Comptes des transports en 2017*, SDES, août 2018).

Les consommations du secteur (figure 5.5.2) sont dominées par le mode routier (95 %, soit 42,9 Mtep), en relation avec ses parts modales dans le transport de passagers (87 %) comme de marchandises (86 %).

Les vols domestiques (à l'exclusion des liaisons entre métropole et outre-mer) représentent 1,8 % de la consommation énergétique finale, pour 1,6 % du transport de voyageurs. En incluant les vols internationaux (soutes aériennes internationales), la consommation du transport aérien représente 14 % des usages de transports, contre 9 % en 1990. À l'inverse, la part du secteur ferroviaire dans la consommation finale (1,8 % à 0,8 Mtep en 2017) est bien inférieure aux parts modales de ce mode (12 % et 9 % respectivement pour les passagers et le fret). Le transport maritime et fluvial national correspond, quant à lui, à une consommation inférieure à 0,2 Mtep.

Le bouquet énergétique, hors soutes internationales, est largement dominé par les produits pétroliers (90 %), principalement à destination des transports routiers. Il est complété par les biocarburants (7 %) et l'électricité (2 %).

Les livraisons d'essence (en excluant les biocarburants incorporés) progressent fortement en 2017 (+ 3,2 %), pour atteindre 6,8 Mtep. Elles accompagnent une forte hausse de la circulation des voitures particulières à motorisation essence (+ 6 % en 2017). Cela traduit à la fois la hausse de la demande totale en transport de voyageurs et l'augmentation de la part des motorisations essence dans la circulation. Leur proportion dans le parc de véhicules particuliers atteint 39 % en 2017,

après un minimum historique en 2014, tandis que les kilométrages annuels moyens augmentent également.

Les livraisons de gazole routier (hors biocarburants incorporés) sont en baisse de 0,4 % en 2017. Elles représentent 72 % de la consommation finale pour le transport, à 31,6 Mtep. Les fortes hausses du transport routier de marchandises (+ 6,5 % en 2017 en tonnes-kilomètres) et de la consommation associée (+ 3,3 %) sont compensées à la fois par le recul de la circulation des véhicules particuliers diesel (-1,5 % en 2017) au profit de l'essence et par l'incorporation plus importante de biocarburants.

La consommation de carburateurs augmente en 2017 de 1,9 % (soutes internationales comprises), pour s'établir à 7,2 Mtep, et accompagne une forte hausse du trafic aérien international (+ 7 %).

Les livraisons à destination des soutes maritimes internationales, principalement sous forme de fioul lourd, augmentent de 12 % en 2017, année marquée par un rebond du transport maritime.

À 3,2 Mtep, la consommation de biocarburants routiers est en hausse de 6 % en 2017. Leur taux d'incorporation en contenu énergétique atteint 8,0 % en 2017 pour le diesel et 7,1 % pour l'essence, contre respectivement 7,5 % et 6,5 % en 2016.

La consommation d'électricité est en hausse de 3 % en 2017, à 1,0 Mtep, et se concentre sur le mode ferré. Cette hausse accompagne celle du transport de passagers par rail (+ 6 % en 2017), en particulier sur les lignes à grande vitesse (+ 9 %), dans un contexte d'apparition de nouvelles offres à bas prix, après une année 2016 également marquée par un mouvement de grève.

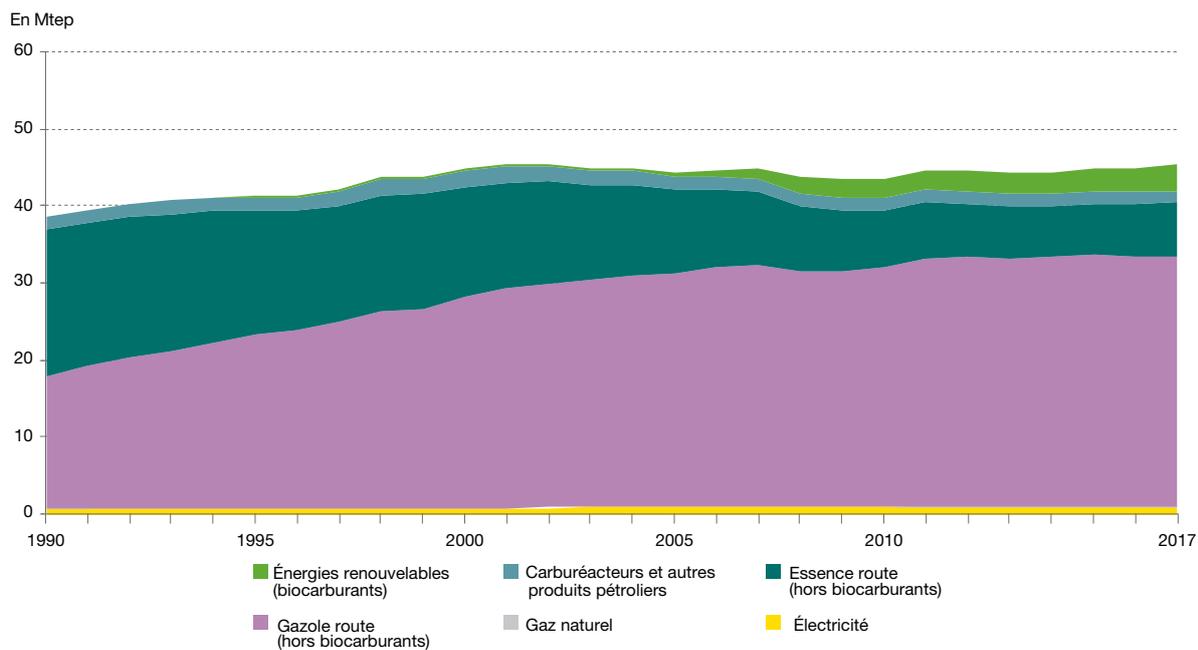
La consommation d'électricité pour le mode routier poursuit sa hausse très rapide (+ 31 % en 2017), mais représente toujours un volume marginal à moins de 0,02 Mtep en 2017.

La consommation de gaz naturel pour le mode routier est en hausse de 14 % en 2017. Inférieure à 0,1 Mtep en 2017, elle représente cependant moins de 0,2 % de la consommation finale.

La dépense énergétique du secteur des transports s'élève en 2017 à 62 Md€ (figure 5.5.3). Comme la consommation finale, la facture énergétique des transports est dominée par les produits pétroliers (94 %). Après trois années consécutives de baisse depuis 2013, l'augmentation élevée de la dépense en 2017 (+ 9 %) reflète essentiellement la hausse du prix des carburants.

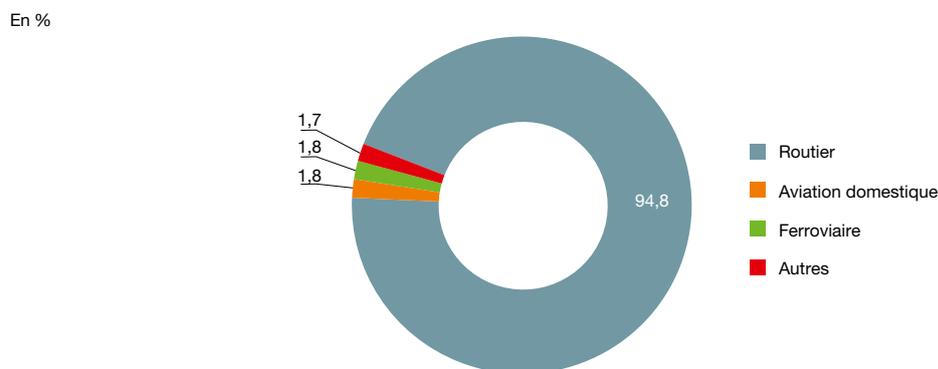
partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Figure 5.5.1 : consommation finale énergétique des transports



Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.
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 2017



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

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

Figure 5.5.3 : consommation finale des transports (hors soutes internationales) par énergie et valorisation monétaire associée

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Produits pétroliers	40,5	64 208	40,5	61 583	40,9	55 896	40,9	53 199	41,0	58 224
Énergies renouvelables thermiques	2,7	2 895	3,0	3 003	3,0	2 520	3,1	2 679	3,3	2 919
Électricité	1,0	921	0,9	899	0,9	914	0,9	937	1,0	777
Gaz naturel (estimation)	0,1	41	0,1	42	0,1	42	0,1	42	0,1	48
Total	44,2	68 066	44,5	65 528	44,9	59 372	45,0	56 857	45,4	61 967

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

5.6 Industrie : léger recul de la consommation énergétique, malgré la hausse d'activité

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, on distingue les usages énergétiques de l'énergie 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 chimique avec en tête la consommation de produits pétroliers (9,3 Mtep, production de plastiques notamment), puis de gaz naturel (1,1 Mtep, principalement pour la synthèse d'engrais).

La consommation finale énergétique de l'industrie et de la construction s'établit, en 2017, à 26,5 Mtep (- 1,0 %). Une fois corrigée des variations climatiques, cela correspond à une baisse de 0,5 % par rapport à 2016, proche du rythme moyen observé depuis 2012 (*figure 5.6.1*).

Cette stabilité de la consommation accompagne une accélération de la production industrielle en 2017 (+ 2,8 %). Celle-ci touche en particulier les secteurs industriels les plus consommateurs (*figure 5.6.2*) : l'activité de la chimie, qui représente 23 % de la consommation énergétique finale, augmente de 5,1 % en 2017, tandis que la consommation diminue légèrement de 0,3 %. La consommation du secteur de la production des minéraux (ciment, verre, 12 % de la consommation finale) est en forte baisse (- 4,6 %), malgré une croissance de 4,5 % de la production industrielle. Enfin, les consommations finales des industries agroalimentaires (- 0,5 %) et de production de papier-carton (+ 1,7 %) évoluent à des rythmes proches de leur production industrielle (- 0,4 % et + 0,8 % en 2017 respectivement). Ces deux secteurs représentent respectivement 18 % et 12 % des consommations de l'industrie.

Le léger recul de la consommation finale, malgré l'augmentation de la production industrielle, traduit donc davantage des gains d'efficacité énergétique dans des secteurs consommateurs clés qu'une modification de la structure de la production.

Le bouquet énergétique final (*figure 5.6.1*) est dominé en 2017 par le gaz naturel (37 %) et l'électricité (38 %).

Viennent ensuite les produits pétroliers (9 %), les énergies renouvelables thermiques et les déchets (6 %), la chaleur commercialisée (6 %) et le charbon (4 %). Cette part du charbon passe à 16 % si l'on inclut les consommations des hauts-fourneaux.

La consommation d'électricité est quasi constante par rapport à 2016 (10,2 Mtep). Le recul des consommations dans la papeterie et la sidérurgie est compensé par une hausse dans le secteur de la chimie (+ 2 % en 2017), suivant la forte hausse d'activité dans ce secteur.

La consommation finale de gaz à usage énergétique est en baisse de 2,6 % en 2017, à 9,8 Mtep. Depuis 2012, elle diminue en moyenne de 0,5 % par an. Cette baisse est principalement portée par les secteurs de la chimie, de l'agroalimentaire et du papier.

À l'inverse, les entreprises dans ces trois mêmes secteurs achètent davantage de chaleur. Tous secteurs confondus, en 2017, la chaleur achetée par les industriels bondit de 25 %, pour atteindre 1,5 Mtep.

La consommation de charbon est en hausse de 5 % par rapport à 2016 (+ 0,05 Mtep). Cette hausse se concentre dans les secteurs de l'agroalimentaire, la chimie et la sidérurgie, tandis que la consommation recule dans la cimenterie. À plus long terme, après deux décennies de fort recul, elle évolue peu depuis 2013. Elle progresse également fortement dans les hauts-fourneaux, non comptabilisés ici (+ 0,4 Mtep).

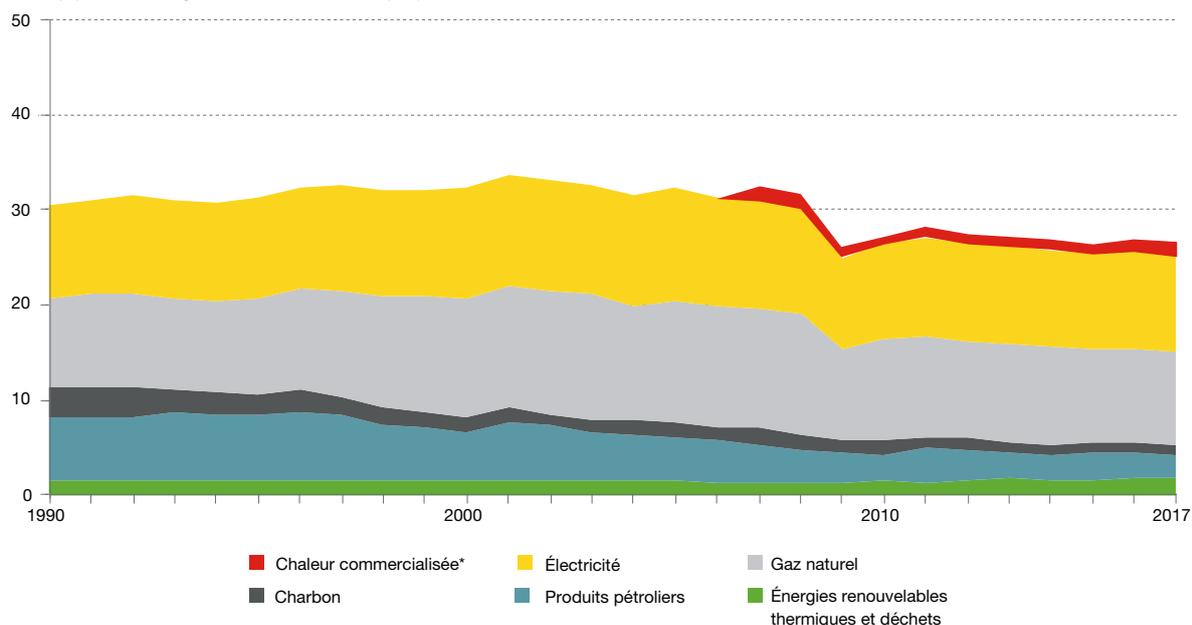
La consommation de produits pétroliers dans l'industrie continue de diminuer à un rythme soutenu (- 9 % en 2017 et - 5 % par an depuis 2012). Cette baisse est particulièrement marquée dans les secteurs du verre et du ciment (- 21 % en 2017), où elle se fait au profit du gaz naturel. La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques et de déchets représente 6 % du mix en 2017. Elle est stable par rapport à 2016 et évolue globalement peu depuis 2012.

La dépense énergétique totale de l'industrie (*figure 5.6.3*) s'élève en 2017 à 13 Md€. La facture en électricité représente, à elle seule, 58 % de cette dépense. Comparativement, la facture en gaz naturel ne représente que 25 % de la dépense totale, alors que le gaz naturel et l'électricité ont une part proche dans le mix énergétique. Depuis 2013, cette dépense a baissé plus rapidement (- 4,3 %/an) que la consommation du secteur (- 0,7 %/an), tirée par la diminution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour l'industrie.

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

Figure 5.6.1 : consommation finale énergétique de l'industrie

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



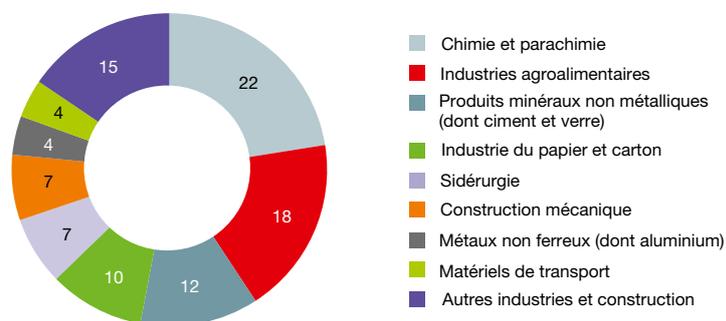
* Données disponibles à partir de 2007 uniquement.

Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

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

Figure 5.6.2 : répartition par secteur de la consommation finale énergétique de l'industrie en 2017

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 : calculs SDES, EACEI

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

Figure 5.6.3 : consommation finale énergétique réelle dans l'industrie (hors filière fonte) par énergie (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Charbon et dérivés	1,0	203	1,0	196	1,0	180	1,0	178	1,1	223
Gaz naturel	10,6	4 599	10,0	4 071	9,7	3 812	10,1	3 433	9,7	3 236
Produits pétroliers	2,9	1 896	2,7	1 688	2,7	1 459	2,7	1 262	2,5	1 507
Électricité	10,3	8 382	10,1	8 375	10,1	8 349	10,2	7 788	10,2	7 539
Énergies renouvelables thermiques et déchets*	1,7	80	1,5	86	1,6	92	1,6	76	1,6	73
Chaleur commercialisée	0,9	365	1,0	392	0,9	308	1,2	352	1,5	452
Total	27,4	15 525	26,4	14 808	26,1	14 200	26,8	13 089	26,5	13 031

* Pour la valorisation monétaire des énergies renouvelables thermiques et déchets, seul le bois-énergie est pris en compte.

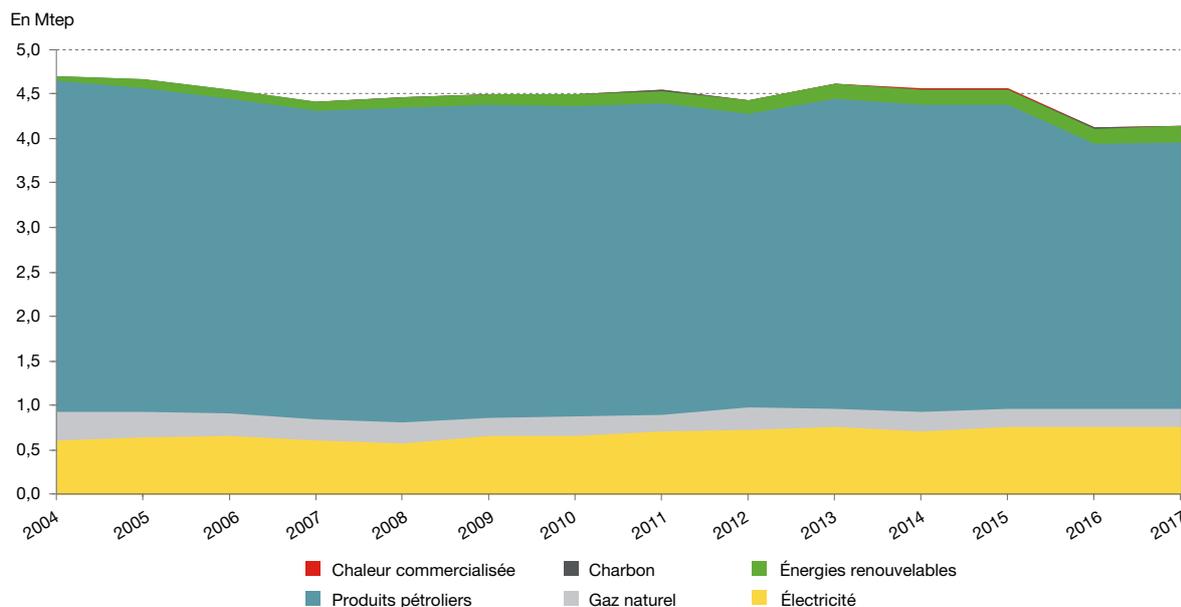
Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie

5.7 Agriculture-pêche : un bouquet toujours dominé par les produits pétroliers

En 2017, la consommation finale d'énergie de l'agriculture et de la pêche s'établit à 4,1 Mtep et est quasiment stable par rapport à 2016 (+ 0,5 %) – (figure 5.7.1). En 2016, la consommation avait chuté de 10 %, dans le sillage de la baisse de la production agricole (- 6 %), alors qu'elle variait

peu globalement depuis une dizaine d'années. Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), celle de l'agriculture et de la pêche apparaît en recul de 7 %, soit 1,4 % par an en moyenne.

Figure 5.7.1 : consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche



Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.
Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie

La consommation des produits pétroliers reste stable en 2017, après avoir baissé de 13 % en 2016. En 2017, la consommation de gaz naturel, essentiellement concentrée dans les serres et abris hauts, reste stable (+ 0,1 %), après avoir augmenté de 5 % en 2016. La consommation d'électricité reste proche de celle observée en 2016 et 2015.

En 2017, les produits pétroliers représentent 72 % de la consommation du secteur. Cette part diminue tendanciellement au profit de l'électricité, du gaz naturel et

des énergies renouvelables, qui représentent en 2017 respectivement 18 %, 5 % et 4 % du bouquet énergétique agricole.

La pêche est responsable de 8 % 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 augmente en 2017 (+ 15 %).

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

Figure 5.7.2 : consommation finale d'énergie du secteur agriculture-pêche et dépense associée

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En Mtep	En M€								
Produits pétroliers	3,5	3 143	3,46	2 941	3,4	2 355	3,0	1 803	3,0	2 057
Gaz naturel	0,2	111	0,22	123	0,2	104	0,2	97	0,2	94
Électricité	0,8	784	0,70	831	0,8	933	0,8	960	0,8	970
Énergies renouvelables thermiques et déchets	0,2	0	0,16	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0
Charbon	0,00	0,5	0,00	0,5	0,00	0,5	0,00	0,4	0,00	0,5
Chaleur commercialisée	0,00	0,0	0,01	7,9	0,01	5,7	0,01	7,8	0,01	7,1
Total	4,6	4 038	4,6	3 902	4,6	3 398	4,1	2 869	4,1	3 129

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

Le secteur agriculture-pêche a dépensé 3 Md€ en 2017 pour sa consommation finale d'énergie, en nette progression, de 9 %, par rapport à 2016, en raison essentiellement de la hausse des prix des carburants (*figure 5.7.2*). Cette dépense reste néanmoins très inférieure à celle observée en 2013. Les produits pétroliers concentrent moins des deux tiers de la dépense, contre 72 % de consommation finale réelle. À l'inverse, le poids de l'électricité est plus élevé dans la

dépense totale que dans la consommation (respectivement 31 % et 18 %). Troisième énergie du secteur, le gaz représente 3 % de la dépense, contre 5 % de la consommation.

La pêche a dépensé 211 millions d'euros pour sa consommation finale d'énergie, soit 30 % d'augmentation par rapport à 2016. Cette évolution résulte de la hausse conjuguée de la consommation (+ 15 %) et des prix des carburants de pêche (+ 13 %).

partie 6

Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

— Les émissions réelles de CO₂ liées à la combustion d'énergie ont augmenté de 0,9 % en 2017. À climat constant, cette hausse est plus prononcée (+ 1,8 %). Sur le plus long terme, les émissions à climat constant se sont repliées de 17 % depuis 1990. Les transports demeurent le premier secteur émetteur de CO₂ (39 %), devant le résidentiel-tertiaire (23 %), la branche énergie (18,5 %), l'industrie (16,5 %) et l'agriculture (3 %).



6. Rebond des 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 première estimation n'est pas aussi complète que celle transmise dans le cadre du Protocole de Kyoto aux instances internationales (cf. encadré page 104), 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 en hausse de 0,9 % en France métropolitaine en 2017, à 313 MtCO₂ (figure 6.1). À climat constant, cette hausse des émissions est plus prononcée (+ 1,8 % en 2017), l'année 2017 ayant été plus douce que 2016. Elle est principalement concentrée dans le secteur de la production d'énergie (+ 2,4 MtCO₂) ainsi que dans le résidentiel-tertiaire (+ 2,6 MtCO₂).

À plus long terme, ces émissions à climat constant sont inférieures de 17 % par rapport au niveau de 1990. L'objectif inscrit dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 est une diminution de 40 % en 2030 par rapport à ce même niveau de référence. Depuis 2013, les émissions baissent, en moyenne, à climat constant, de 3 MtCO₂/an, tandis que l'objectif correspond à une réduction moyenne entre 6 et 8 MtCO₂/an sur la période 2013-2030.

Tous secteurs confondus, le gaz naturel contribue à hauteur de 29 % aux émissions, contre 16 % en 1990, tandis que la part des émissions liées au charbon et à ses dérivés (13 % du total) est en recul sur la même période (23 % en 1990). En 2017, la combustion de produits pétroliers reste cependant de loin la principale source d'émissions (57 %), en légère diminution par rapport à 1990 (figure 6.2). Enfin, la valorisation énergétique de déchets représente moins de 2 % des émissions totales.

Les transports sont le premier secteur émetteur sur toute la période 1990-2017. Ils sont à l'origine de 123 MtCO₂ en 2017, soit 39 % du total. Les émissions sont quasi exclusivement associées à la combustion de produits pétroliers. C'est le seul secteur pour lequel elles ont augmenté depuis 1990 (+ 0,2 %/an en moyenne). Après une longue période de diminution puis de stabilisation (- 1,4 %/an entre 2002 et 2012), elles augmentent à nouveau légèrement depuis quelques années (+ 0,2 %/an depuis 2013). La hausse de la consommation énergétique totale de carburants routiers (+ 0,4 %/an depuis 2013) est en partie compensée par l'incorporation croissante de biocarburants.

Les émissions directes¹ corrigées des variations climatiques du résidentiel-tertiaire représentent 23 % du total (deux tiers pour le résidentiel et un tiers pour le tertiaire). La forte augmentation en 2017 (+ 3,6 %) succède à une nette baisse en 2016 (- 4,3 %). Sur le long terme, alors que la

consommation finale du secteur résidentiel-tertiaire a légèrement augmenté depuis 1990 (+ 14 %), les émissions directes sont inférieures de 18 % à leur niveau de 1990 du fait du remplacement progressif des produits pétroliers par l'électricité et le gaz naturel, l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les bâtiments jouant également un rôle.

Les émissions directes¹ de l'industrie augmentent en 2017 (+ 1,8 % à climat constant), pour s'établir à 52 MtCO₂, soit 16,5 % des émissions totales. Cette augmentation résulte principalement d'une hausse des consommations de charbon (+ 13 %) liées à une activité plus soutenue des hauts-fourneaux.

Dans les autres secteurs de l'industrie, la consommation énergétique totale (- 0,4 %), comme les émissions associées (- 2,1 %), ont diminué sur la même période. Depuis 1990, ces mêmes émissions ont été réduites d'un tiers, soit de 26 MtCO₂, sous les effets conjugués d'une baisse des consommations finales (- 12 %) et de la réduction de la part du pétrole dans le mix énergétique.

Les émissions associées à la production d'électricité et de chaleur ont connu un regain sensible en 2017 (+ 16 % à climat constant). Cela traduit la hausse des consommations de charbon et de gaz naturel, en raison notamment de la baisse de la production nucléaire. Ces émissions contribuent à hauteur de 13 % aux émissions totales.

Tout comme pour le résidentiel-tertiaire, les émissions de CO₂ associées à cette production ont décliné (- 13 % depuis 1990), alors que la consommation d'énergie fossile associée a augmenté. Cela s'explique par la baisse continue de la part du charbon au profit du gaz naturel, qui représente en 2017 plus de 40 % des émissions.

La branche énergie dans son ensemble, qui inclut notamment les émissions des raffineries, représente un total de 58 MtCO₂.

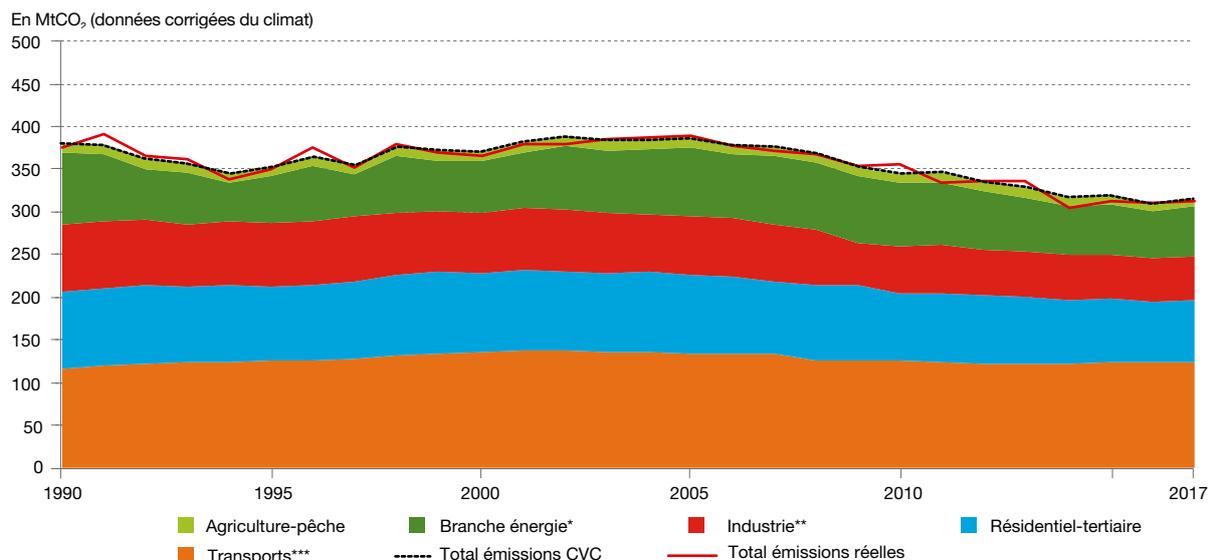
Dans l'agriculture, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie évoluent peu en 2017 (+ 0,4 % à 9,6 MtCO₂). La part de l'agriculture dans les émissions liées à la combustion reste limitée (3 %), en lien avec le faible poids du secteur dans la consommation totale d'énergie.

Dans les départements d'outre-mer, les émissions liées à la combustion d'énergie s'élèvent en 2017 à 10,1 MtCO₂, en hausse de 2 % par rapport à 2016. Elles sont principalement liées à la combustion de produits pétroliers (8,0 MtCO₂), en majorité à usage de transport (4,9 MtCO₂). La production d'énergie contribue à la moitié des émissions (4,9 MtCO₂), réparties entre combustion de produits pétroliers et de charbon. Les autres secteurs (résidentiel, tertiaire, industrie et agriculture) représentent moins de 4 % des émissions des DOM, contre 43 % pour la métropole.

¹ Non compris les émissions indirectes liées à la consommation d'électricité et de chaleur commercialisée, 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 2017



* Y compris écart statistique.

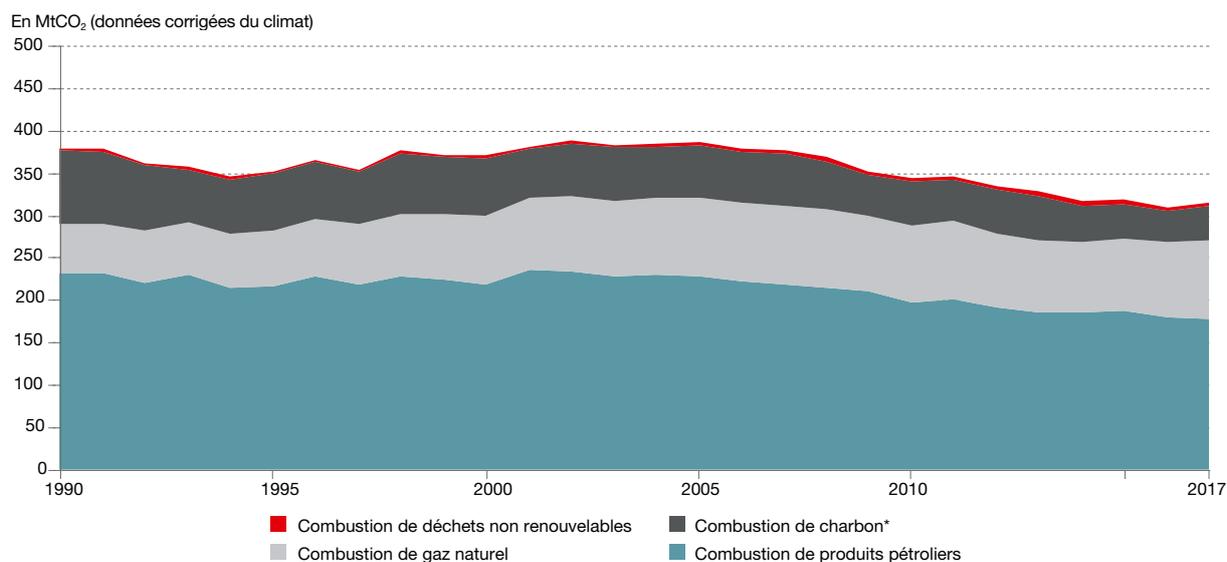
** Y compris hauts-fourneaux.

*** Hors transports internationaux maritimes et aériens.

Note : contrairement au reste du bilan, les émissions des DOM ne sont pas comptabilisées ici.

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 2017



* Y compris gaz sidérurgiques.

Note : contrairement au reste du bilan, les émissions des DOM ne sont pas comptabilisées ici.

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

Méthode de calcul des émissions de CO₂ dues à la combustion d'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 (hors utilisation des terres, changement d'affectation des terres et la foresterie).

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 émissions associées à la production d'électricité et de chaleur sont comptabilisées dans la branche énergie et non dans les secteurs consommateurs finaux.

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. Pour les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie, quelques différences subsistent, en particulier :

- les émissions dues à l'autoproduction 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 ;
- le SDES ne prend en compte les émissions des départements d'outre-mer qu'à partir de 2011. Par conséquent, les évolutions depuis 1990 présentées ici sont estimées à périmètre constant, sur la France métropolitaine ;
- 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 production des biens importés (« empreinte carbone ») sont estimées dans « Les chiffres clés du climat ».

partie 7

Bilan énergétique dans les départements d'outre-mer

— La consommation primaire d'énergie dans les départements d'outre-mer s'élève à 3,2 Mtep en 2017. Le bouquet énergétique primaire ultramarin reste dominé par les produits pétroliers et le charbon, malgré le développement des énergies renouvelables et de la valorisation des déchets ; le gaz naturel en est en revanche absent. 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 plus de la moitié 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 3,2 Mtep en 2017 (figure 7.1.1), en légère baisse sur un an (- 1,0 %). Le bouquet énergétique primaire ultramarin reste dominé par les produits pétroliers (67,7 %) et le charbon (16,7 %), malgré le développement des énergies renouvelables et de la valorisation des déchets (15,6 % du bouquet énergétique, en hausse de 1,8 % par rapport à 2016) ; 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 (égal à la part des énergies renouvelables et des déchets dans le bouquet primaire, soit 15,6 % en moyenne sur l’ensemble des cinq DOM).

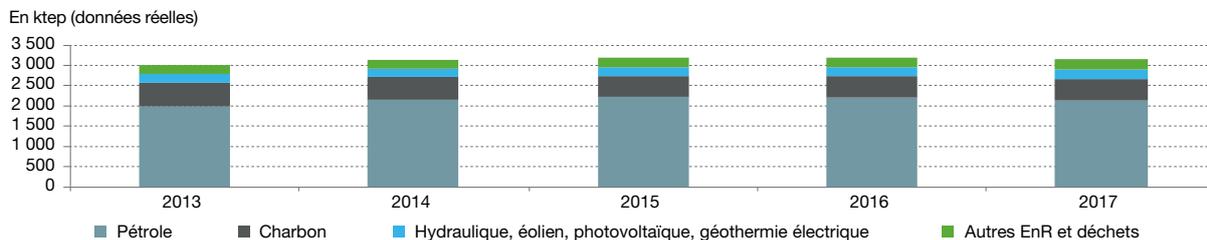
Les DOM se distinguent entre eux, notamment par leurs bouquets électriques. Les produits pétroliers constituent les intrants majoritaires des centrales électriques en Martinique, à Mayotte et, dans une moindre mesure, en Guadeloupe. Ce dernier département ainsi que La Réunion utilisent aussi du charbon, 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 près de 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 1,0 Mtep dans les DOM en 2017. 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 2,1 Mtep en 2017 (figure 7.1.2), en hausse de 3,4 % sur un an. 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 représente ainsi plus de la moitié (57 %) de la consommation finale énergétique ultra-marine. Le résidentiel (16 %), le tertiaire (14 %), l’industrie (11 %) et l’agriculture (3 %) se partagent le reste. 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).

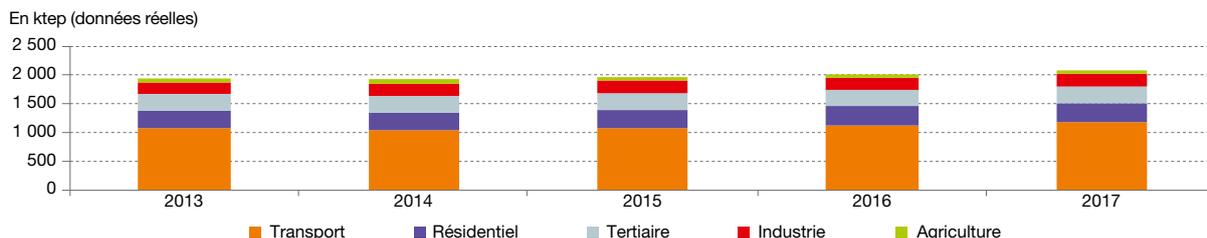
Figure 7.1.1 : consommation primaire dans les DOM



Note : dans le cadre de ce bilan, les transports aériens entre les DOM et la métropole sont comptés comme soutes aériennes internationales.

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

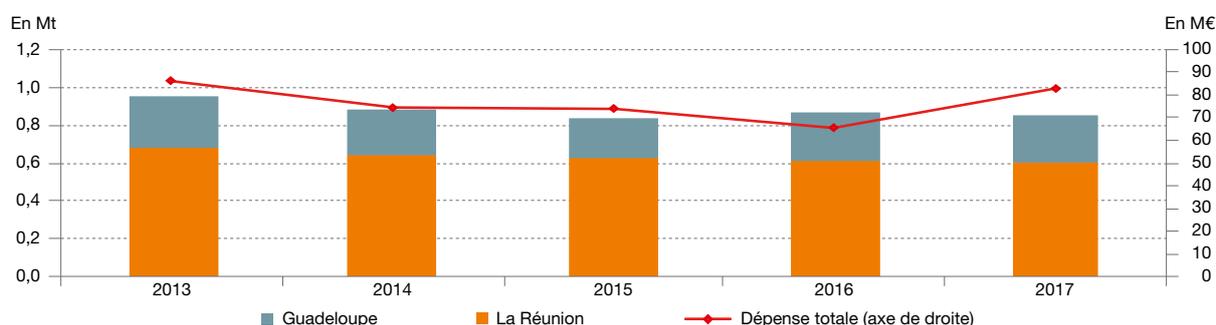
7.2 Le charbon occupe une place importante dans les mix électriques guadeloupéen et réunionnais

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 2017, la consommation de charbon en outre-mer s'élève à 838 milliers de tonnes (kt) : 593 kt à La Réunion et 245 kt en Guadeloupe (figure 7.2.1). Elle est en léger repli de 3,4 % sur un an. Le niveau des stocks disponibles fin 2017 reste proche de celui de fin 2016.

Figure 7.2.1 : consommation et dépense totale de charbon dans les DOM



Source : calculs SDES, d'après Douanes, Énergies Réunion SPL, OREC

La consommation représente une dépense totale de 83 millions d'euros, qui rebondit fortement sur un an (+ 27 %), à la suite de la hausse conséquente des prix (+ 24 % en moyenne, cf. 1.2). Elle revient ainsi quasiment à son niveau de 2013, après quatre années consécutives de repli.

La Guadeloupe dispose de deux centrales thermiques à charbon, dont la puissance cumulée s'élève à 93,5 MW. Comme en 2016, elles ont assuré 28 % de la production d'électricité du département en 2017. 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, 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 avait rebondi en 2016 (+ 24 %). Elle est repartie à la baisse en 2017 (- 4 %), dans un contexte de hausse du prix du charbon, de contraction de la demande d'électricité (- 1,9 %) et de progression de la production d'électricité d'origine renouvelable, avec notamment la bagasse, la géothermie, l'hydraulique et le biogaz (+ 14 %). Les quantités consommées en 2017 restent ainsi à des niveaux inférieurs à

ceux du début de la décennie, le recours au charbon s'atténuant à moyen terme avec le développement des énergies locales renouvelables.

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 2017, environ 38 % de la production électrique est issue de la combustion de charbon, part en légère baisse ces deux dernières années. Comme en Guadeloupe, la consommation de charbon à La Réunion suit une tendance baissière à moyen terme, du fait en partie du recours préférentiel aux énergies locales et renouvelables. La consommation de charbon a de nouveau reculé en 2017, de 1,6 %, après un repli de 2,3 % en 2016, lié aux travaux réalisés sur l'une des installations, pour mise en conformité dans le cadre de la directive européenne relative aux émissions industrielles (IED). Elle s'était déjà contractée en 2015 de plus de 1,5 % du fait d'un recours accru à la bagasse à la suite d'une campagne sucrière relativement favorable.

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, soit 472 milliers de tep (ktep) en 2017, à destination de l'unique raffinerie française d'outre-mer (figures 7.3.1 et 7.3.2). Cette dernière, située en Martinique, est détenue par la Société anonyme de la raffinerie des Antilles (SARA). Elle assure une partie 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 1 129 kt en 2017) sont un peu supérieures à celles de La Réunion et Mayotte réunis. 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 de la zone Antilles-Guyane. À la suite de l'effondrement des cours du brut fin 2014, la facture extérieure en pétrole brut a fortement reculé. En 2017, ces imports ne représentent plus que 39 % de leur valeur de 2013, soit 189 M€, alors que les quantités achetées au cours de ces deux années restent similaires.

L'approvisionnement en produits pétroliers en outre-mer est complété par les importations de produits raffinés. Si ces imports, nets des faibles volumes exportés, restent stables (autour de 2 Mtep), la facture correspondante a fortement varié depuis cinq ans : à 1,3 Md€ en 2014, elle est tombée à 0,8 Md€ en 2016, pour repartir à la hausse en 2017, en raison de la remontée des prix, et s'établir à nouveau à plus d'un milliard d'euros.

Sur l'ensemble des DOM, la consommation primaire de pétrole (brut et produits raffinés), déduction faite des soutes maritimes et aériennes internationales¹ et hors écart statistique, s'élève à 2,1 Mtep en 2017 (1,3 Mtep dans la zone Antilles-Guyane, 0,7 Mtep dans la zone Mayotte-La Réunion), niveau en baisse modérée depuis deux ans. Dans le même temps, la facture totale, à 2,3 Md€, remonte à un niveau légèrement supérieur à celui de 2015 (+ 11 % sur un an), après quatre années en net repli.

Alors qu'elle est désormais marginale en métropole, la production d'électricité à partir de la combustion de fioul lourd et de gazole représente environ 40 % de la consommation de produits raffinés en outre-mer, avec 0,9 Mtep chaque année. En 2017, la consommation pour cet usage est de 891 ktep, en baisse de 5,2 % sur un an. La dépense associée pour les consommateurs est remontée à 404 M€, après 354 M€ en 2016, dans le sillage des cours de la matière première ; elle a baissé cependant de près d'un tiers par rapport à 2014.

Figure 7.3.1 : échanges extérieurs de pétrole dans les DOM

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En ktep	En M€	En ktep	En M€	En ktep	En M€	En ktep	En M€	En ktep	En M€
Importations de pétrole brut	487	311	651	385	725	295	640	209	472	189
Importations de produits raffinés	1 926	1 419	1 995	1 351	2 064	1 060	2 100	869	2 175	1 077
Exportations de produits raffinés	- 32	- 24	- 126	- 76	- 134	- 42	- 64	- 20	- 38	- 16
Solde importateur de produits raffinés	1 894	1 395	1 869	1 275	1 930	1 017	2 036	848	2 136	1 061

Source : calculs SDES, d'après Douanes, SARA

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

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En ktep	En M€								
Consommation de pétrole brut*	526	345	735	444	814	344	651	221	576	240
Production nette** de produits raffinés	475	345	678	456	740	390	592	246	524	260

* Y compris de faibles quantités transférées de produits d'alimentation des raffineries.

** Nette de l'autoconsommation de la raffinerie.

Source : calculs SDES, d'après Douanes, SARA

¹ Dans le cadre de ce bilan, les transports aériens entre les DOM et la métropole sont comptés comme soutes aériennes internationales.

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

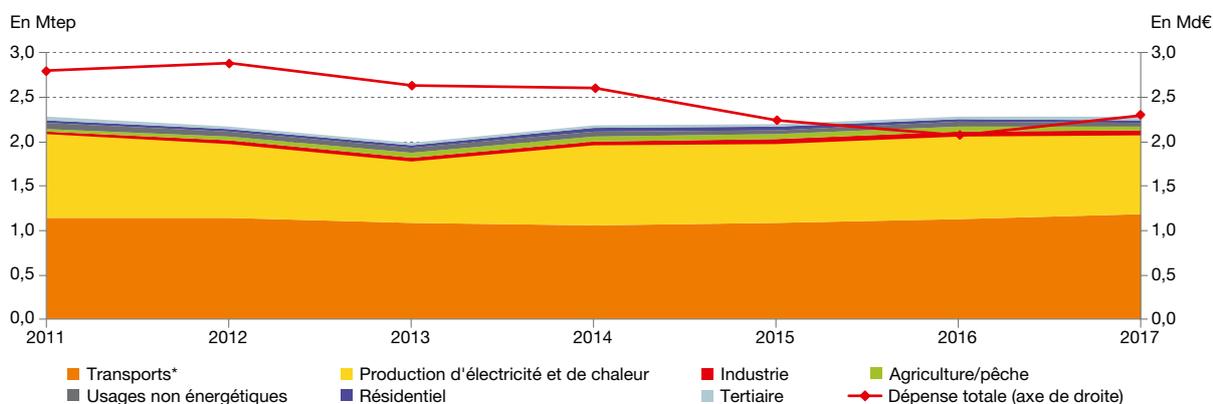
En zone Antilles-Guyane, les centrales thermiques au fioul et au gazole, d'une puissance installée totale de 930 MW (en base, pointe et secours), permettent de fournir les deux tiers de l'électricité (plus de 50 % du mix électrique en Guadeloupe, devant le charbon, plus de 90 % en Martinique, 35 % en Guyane, derrière l'hydraulique, à 59 %). 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 2017. À La Réunion, l'unique centrale thermique au fioul – douze moteurs diesel (211 MW) et deux turbines à combustion (80 MW) – a produit 30 % 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 (52 % en 2017, soit près d'1,2 Mtep - *figure 7.3.3*). Sa part dans la dépense totale prédomine encore davantage, à 73 %. Le gazole routier y est le carburant majoritaire, et même le

premier produit raffiné consommé tous secteurs d'activité et tous usages confondus, avec 36 % de l'ensemble des produits raffinés, et près de la moitié (47 %) de la dépense totale (*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 (67 % du parc). Les supercarburants viennent ensuite (336 ktep).

Par ailleurs, l'agriculture, l'industrie et les usages non énergétiques (bitumes et lubrifiants) représentent chacun 2 % (entre 40 et 60 ktep) de la consommation totale de produits raffinés des DOM, ainsi que la même proportion dans la dépense. Enfin, l'ensemble des secteurs résidentiel et tertiaire, qui compte pour 3 % des quantités consommées, correspond à 4 % de la dépense totale. Si le gazole non routier et le gazole-pêche sont utilisés dans le secteur agricole, le GPL (butane) est, quant à lui, destiné au secteur résidentiel-tertiaire, essentiellement pour la cuisson.

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



* Ce poste inclut le trafic aérien vers la métropole.

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

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

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En ktep	En M€								
Gazole routier	761	1 185	736	1 098	758	1 007	776	925	822	1 072
Fioul domestique et autres gazoles*	383	340	424	347	406	264	437	238	404	265
Carburéacteurs (jet kérosène)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GPL	62	97	60	92	63	82	59	71	62	79
Fioul lourd*	406	254	591	349	599	235	615	201	601	238
Supercarburants	319	650	310	615	318	580	328	555	336	599
Autres (bitumes, lubrifiants, autres)	55	103	56	103	51	77	66	80	50	44
Total	1 986	2 629	2 177	2 604	2 195	2 244	2 282	2 071	2 275	2 297

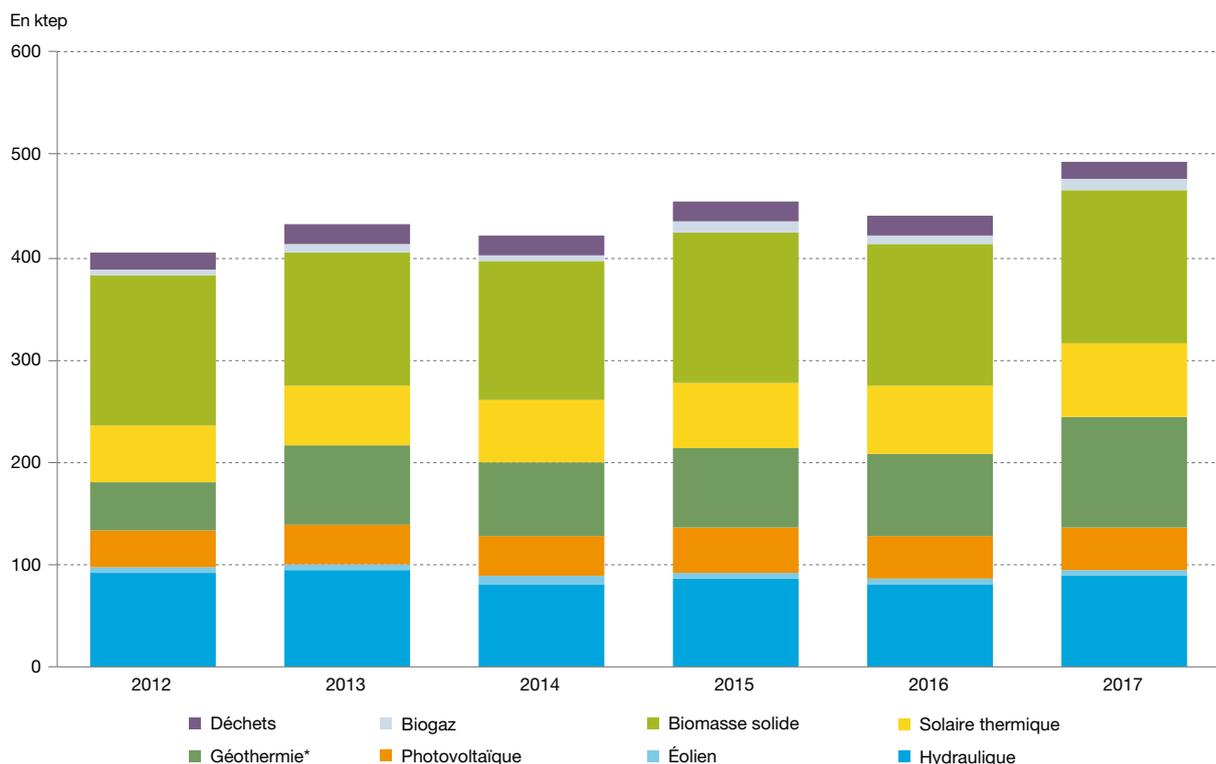
* Hors routes maritimes et aériennes internationales, au sein desquelles sont inclus les transports aériens entre les DOM et la métropole dans le cadre de ce bilan.
Sources : calculs SDES, d'après SDES, enquête annuelle sur la production d'électricité (EAPE) ; DGEC ; CPDP ; OREC ; Prerure Guadeloupe et Guyane ; GEC ; AME ; SARA ; Énergies Réunion ; IEDOM ; DEAL Mayotte ; DMSOI ; Insee

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 augmente de près de 11 % en 2017 et s'établit à un peu plus de 493 ktep. Environ 30 % de cette

production est issue de la valorisation de la biomasse solide, devant la géothermie (22 %), l'hydraulique (18 %), le solaire thermique (14 %), le solaire photovoltaïque (8 %), les déchets (4 %), le biogaz (2 %) et l'éolien (1 %) - (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 : SDES, d'après les sources par filière

Les énergies renouvelables électriques représentent environ 136 ktep dans les DOM en 2017. 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).

Les énergies renouvelables thermiques et les déchets représentent, quant à eux, 357 ktep dans les DOM en 2017. L'outre-mer se distingue de la métropole – au-delà du poids relatif des différentes filières – par une valorisation de la biomasse, du biogaz, des déchets et de la géothermie

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

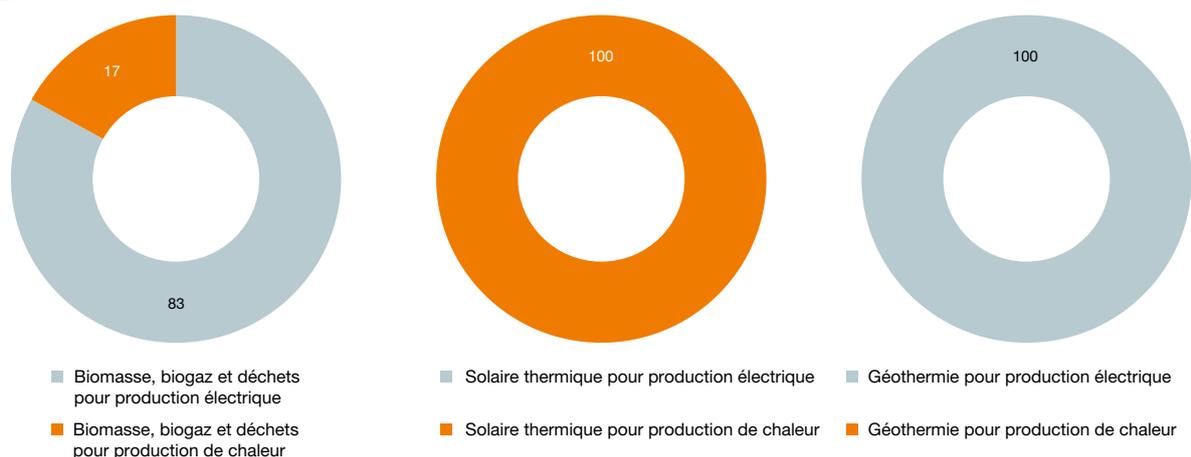
ournée essentiellement vers la production électrique (figure 7.4.2). En effet, sur les 179 ktep d'énergie primaire produite à partir de biomasse, de biogaz et de déchets (en hausse de 7 % sur l'année), environ quatre cinquièmes sont destinés à la production d'électricité.

Dans les DOM, le principal combustible valorisé est la bagasse, résidu fibreux issu de l'exploitation de la canne à sucre. 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 70 ktep en 2017, en hausse de 7 %. 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 109 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 2017

En %



Source : SDES, d'après les sources par filière

7.5 Léger recul de la production électrique dans les DOM, assurée à 79 % 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).

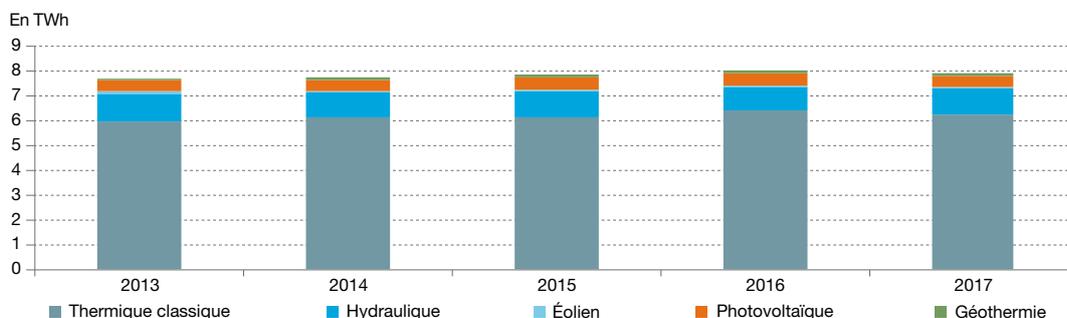
Du fait de la baisse de la demande, la production nette d'électricité dans les cinq DOM recule de 0,8 % et s'établit à 7,9 TWh en 2017, pour un coût de 1,8 Md€. Elle représente environ 1,5 % de la production nationale (métropole et DOM confondus). En outre, des compensations, de l'ordre de 1,4 Md€ en 2017, sont accordées par l'État aux producteurs situés dans les zones non interconnectées d'outre-mer, dans le cadre de contrats d'achat et de la péréquation géographique tarifaire¹. Ces compensations visent à ne pas répercuter les surcoûts de production (liés aux contraintes plus fortes pour assurer l'équilibre entre offre et demande du fait du caractère insulaire du territoire) sur le tarif moyen de vente au client final et ainsi garantir que celui-ci soit similaire à celui de la France continentale.

En l'absence de filière nucléaire, 79 % de la production électrique repose sur les centrales thermiques (*figure 7.5.1*). Cette

part varie toutefois fortement selon les départements : 95 % en Martinique et à Mayotte, 85 % en Guadeloupe, 78 % à La Réunion et 35 % 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 59 % et 14 % 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 nette d'électricité dans les DOM

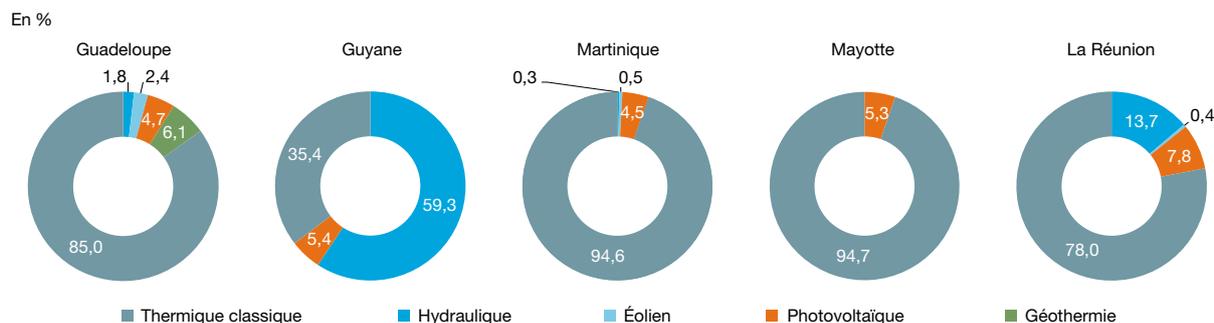


Sources : calculs SDES, d'après EDF-SEI ; Électricité de Mayotte

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 composantes.

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

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

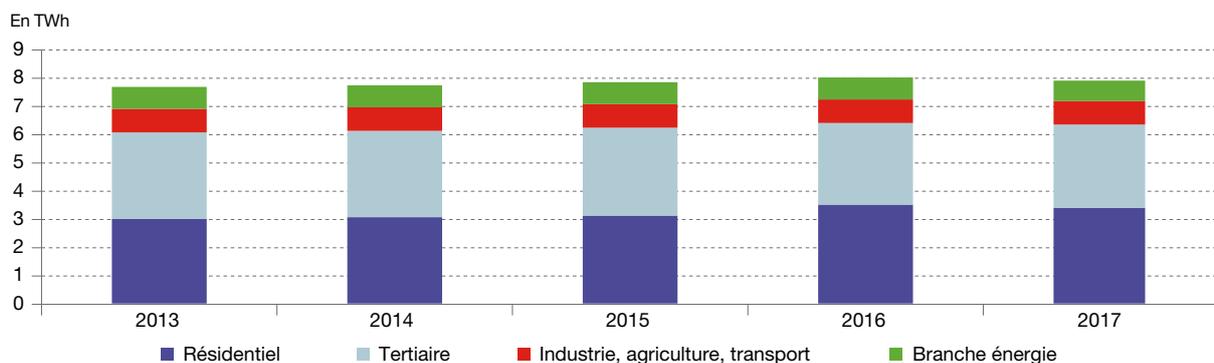


Sources : calculs SDES, d'après EDF-SEI ; Électricité de Mayotte

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 7,2 TWh, en léger recul de 0,1 % entre 2016 et 2017, pour une dépense de 0,9 Md€, en baisse également de 0,5 %.

Les secteurs résidentiel et tertiaire représentent respectivement 47 % et 41 % de la consommation finale d'électricité, les autres secteurs (industrie, agriculture, transports) un peu moins de 12 % (figure 7.5.3). Comme le prix de l'électricité pour les ménages est en moyenne supérieur au prix payé par les entreprises, le résidentiel pèse encore davantage dans la dépense (61 %). Les entreprises tertiaires acquittent 32 % de la dépense et les autres secteurs (industrie, agriculture, transports) seulement 7 % (figure 7.5.4).

Figure 7.5.3 : consommation totale d'électricité dans les DOM



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

Figure 7.5.4 : consommation finale d'électricité dans les DOM

	2013		2014		2015		2016		2017	
	En GWh	En M€								
Industrie	698	58	703	61	716	64	692	56	704	55
Transport	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0
Résidentiel	3 028	444	3 069	482	3 119	507	3 501	577	3 402	565
Tertiaire	3 044	296	3 062	312	3 085	327	2 878	287	2 962	294
Agriculture	127	11	120	12	128	14	127	14	126	14
Total	6 897	810	6 954	866	7 050	911	7 200	933	7 195	928

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

Données clés

RECUIL D'UN DEMI-POINT DU TAUX D'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE EN 2017

La production d'énergie primaire s'élève à 132,1 Mtep en 2017, reculant de 1,2 %. Ce repli s'explique, en partie, par celui de la production nucléaire qui se contracte de 1,2 %, atteignant ainsi son plus bas niveau depuis la fin des années 1990 (103,8 Mtep). La consommation d'énergie primaire nationale est, quant à elle, quasiment stable (- 0,1 %). En conséquence, les importations nettes d'énergie augmentent de 2,7 % et le taux d'indépendance énergétique perd un demi-point, à 53 %, après avoir déjà baissé en 2015 et 2016. Corrigée des variations climatiques, la consommation d'énergie primaire croît de 0,8 %, à 251,4 Mtep.

HAUSSE DE LA CONSOMMATION FINALE D'ÉNERGIE DE 1,5 % À CLIMAT CONSTANT

La consommation d'énergie primaire peut être décomposée comme la somme de la consommation finale (à usage énergétique ou non) et des pertes de transformation, de transport et de distribution d'énergie (à l'écart statistique près). Ces dernières, corrigées des variations climatiques, représentent 94,4 Mtep en 2017, en baisse de 0,4 %. La consommation finale d'énergie corrigée des variations climatiques croît de 1,5 %, à 157,0 Mtep. La consommation finale à usage non énergétique augmente en particulier de 5,0 %, à 14,2 Mtep. La consommation finale à usage énergétique augmente, quant à elle, de 1,2 %, à 142,8 Mtep à climat constant. La décomposition sectorielle de cette dernière est la suivante : transport, 32 % ; résidentiel, 29 % ; industrie, 19 % ; tertiaire, 17 % ; agriculture-pêche, 3 %.

La consommation d'énergie à usage de transport augmente globalement de 0,7 %, à 45,4 Mtep. La consommation d'énergie résidentielle baisse en 2017 de 1,7 % en données réelles, à 40,7 Mtep. En revanche, corrigée des variations climatiques, cette consommation croît de 1,5 %. La consommation d'énergie de l'industrie (y compris construction, mais hors hauts-fourneaux) baisse de 1,0 % en données réelles et de 0,5 % en données corrigées des variations climatiques. À l'inverse, la consommation du secteur tertiaire augmente de 1,6 % en données réelles et de 3,7 % en données corrigées des variations climatiques.

LES CONSOMMATEURS FINAUX D'ÉNERGIE ONT DÉPENSÉ 154 MD€ EN 2017

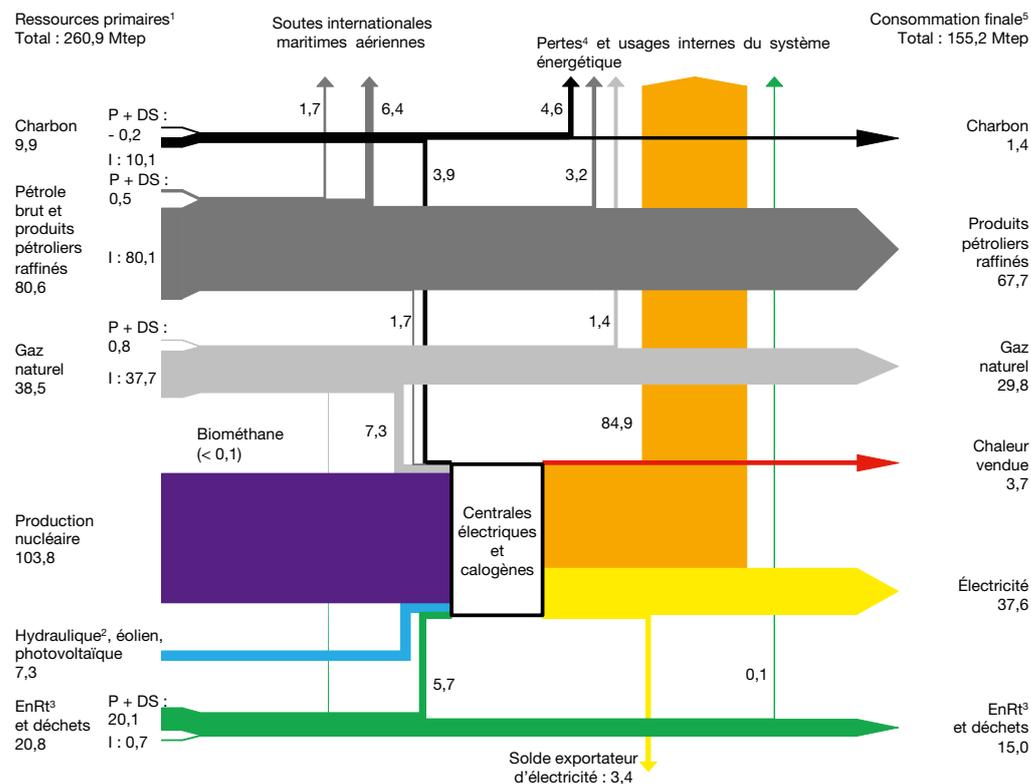
Les ménages, entreprises et administrations ont, au total, dépensé 153,6 Md€ en 2017 pour satisfaire leurs besoins en énergie. Au sein de la dépense nationale en énergie, le coût des importations nettes de produits énergétiques représente 35,2 Md€, les taxes énergétiques (nettes des subventions sociales et de celles aux énergies renouvelables) 36,3 Md€ et la TVA non déductible 13,5 Md€. Le solde, soit 68,6 Md€, correspond à la rémunération d'activités réalisées sur le territoire national.

La facture moyenne d'énergie des ménages s'élève à environ 2 900 €, dont 52 % pour le logement et 48 % pour les carburants, en hausse globalement de 4,4 %. Celle liée au logement est quasiment stable, la baisse des factures de gaz et d'électricité compensant la forte hausse de celle de produits pétroliers. La dépense des ménages en carburants, tirée par le rebond des prix, augmente en revanche sensiblement, de 9,7 %. L'énergie représente 8,5 % du budget des ménages en 2017, soit 0,2 point de plus qu'en 2016.

LE DIAGRAMME DE SANKEY, OUTIL DE VISUALISATION DU BILAN

Le diagramme de Sankey, représenté ci-après, illustre qu'en 2017 la France a mobilisé une ressource primaire de 260,9 Mtep pour satisfaire une consommation finale (non corrigée des variations climatiques) de 155,2 Mtep. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique (94,2 Mtep au total), des exportations nettes d'électricité (3,4 Mtep), des soutes aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation finale (8,1 Mtep). Le diagramme illustre aussi les flux des différentes formes d'énergie transformés en électricité (par exemple, 7,3 Mtep de gaz ont été utilisées à des fins de production d'électricité).

Ensemble des énergies – Bilan énergétique de la France en 2017 (Mtep)



P : production nationale d'énergie primaire. DS : déstockage. I : solde importateur.

¹ Pour obtenir la consommation primaire, il faut déduire des ressources primaires le solde exportateur d'électricité ainsi que les soutes maritimes et aériennes internationales.

² Y compris énergies marines, hors accumulation par pompage.

³ Énergies renouvelables thermiques (bois, solaire thermique, biocarburants, pompes à chaleur, etc.).

⁴ 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.

⁵ Usages non énergétiques inclus.

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

Annexes

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



Bilans énergétiques de la France

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 2017

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	0,91	0,00	0,01	103,80	7,29	20,08	0,00	0,00	132,09
Importations	10,09	59,00	41,71	43,16	0,00	0,00	1,05	1,82	0,00	156,82
Exportations	0,00	- 0,10	- 20,53	- 5,42	0,00	0,00	- 0,33	- 5,27	0,00	- 31,66
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 6,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 6,43
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,65
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 0,19	- 0,35	- 0,02	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18
Total approvisionnement/consommation primaire	9,89	59,46	13,09	38,49	103,80	7,29	20,80	- 3,45	0,00	249,36

Transferts	0,00	- 0,41	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12
Écart statistique	0,25	0,07	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	1,82
Production d'électricité seule	3,41	0,00	1,35	4,32	103,80	7,29	1,40	- 46,09	0,00	75,47
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,26	0,00	0,30	2,32	0,00	0,00	3,03	- 1,80	- 2,41	1,70
Production de chaleur seule	0,19	0,00	0,02	0,66	0,00	0,00	1,27	0,00	- 1,83	0,30
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 0,03	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	61,08	- 60,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,54
Autres transformations	3,38	- 1,28	1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,37
Usages internes de la branche énergie	0,97	0,00	1,68	1,01	0,00	0,00	0,08	2,82	0,00	6,56
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	3,32	0,57	4,32
Consommation nette de la branche énergie	8,45	59,46	- 54,63	8,71	103,80	7,29	5,81	- 41,01	- 3,67	94,20

Industrie	1,06	0,00	2,47	9,75	0,00	0,00	1,64	10,15	1,47	26,54
Transport	0,00	0,00	41,00	0,09	0,00	0,00	3,34	0,93	0,00	45,36
Résidentiel	0,04	0,00	5,34	11,34	0,00	0,00	8,92	13,69	1,33	40,66
Tertiaire	0,04	0,00	3,18	7,29	0,00	0,00	0,91	12,03	0,86	24,31
Agriculture	0,00	0,00	2,99	0,21	0,00	0,00	0,18	0,76	0,01	4,14
Consommation finale énergétique	1,14	0,00	54,97	28,67	0,00	0,00	14,99	37,56	3,67	141,01
Consommation finale non énergétique	0,30	0,00	12,75	1,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,15
Consommation finale	1,44	0,00	67,72	29,78	0,00	0,00	14,99	37,56	3,67	155,16

Source : SDES

annexes

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	7,86	19,77	0,00	0,00	133,64
Importations	8,59	57,16	42,02	41,23	0,00	0,00	0,91	1,71	0,00	151,63
Exportations	- 0,06	- 0,03	- 20,84	- 3,34	0,00	0,00	- 0,21	- 5,28	0,00	- 29,75
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 6,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 6,30
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,47
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,58	1,06	- 0,20	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,81
Total approvisionnement/consommation primaire	9,11	59,14	13,21	38,29	105,06	7,86	20,47	- 3,57	0,00	249,57

Transferts	0,00	- 0,77	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 0,04
Écart statistique	0,57	0,04	1,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,73	0,00	2,59
Production d'électricité seule	2,76	0,00	1,42	3,58	105,06	7,86	1,49	- 46,41	0,00	75,75
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,26	0,00	0,27	2,21	0,00	0,00	2,80	- 1,71	- 2,29	1,54
Production de chaleur seule	0,21	0,00	0,03	0,72	0,00	0,00	1,18	0,00	- 1,83	0,30
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	61,11	- 60,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63
Autres transformations	2,98	- 1,23	1,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,96
Usages internes de la branche énergie	0,92	0,00	1,76	1,09	0,00	0,00	0,08	2,81	0,00	6,66
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	3,22	0,79	4,45
Consommation nette de la branche énergie	7,70	59,14	- 53,81	8,02	105,06	7,86	5,57	- 41,36	- 3,34	94,84

Industrie	1,01	0,00	2,72	10,10	0,00	0,00	1,64	10,17	1,17	26,81
Transport	0,00	0,00	40,90	0,08	0,00	0,00	3,11	0,93	0,00	45,03
Résidentiel	0,04	0,00	5,37	11,67	0,00	0,00	9,08	13,86	1,34	41,35
Tertiaire	0,04	0,00	3,07	7,04	0,00	0,00	0,89	12,07	0,82	23,94
Agriculture	0,00	0,00	2,98	0,21	0,00	0,00	0,17	0,76	0,01	4,13
Consommation finale énergétique	1,09	0,00	55,03	29,10	0,00	0,00	14,90	37,79	3,34	141,25
Consommation finale non énergétique	0,32	0,00	11,99	1,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,48
Consommation finale	1,41	0,00	67,02	30,27	0,00	0,00	14,90	37,79	3,34	154,73

Source : SDES

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	7,31	18,31	0,00	0,00	140,61
Importations	9,20	59,48	43,65	39,38	0,00	0,00	0,62	0,86	0,00	153,19
Exportations	- 0,02	- 0,10	- 21,17	- 4,86	0,00	0,00	- 0,18	- 6,36	0,00	- 32,69
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 6,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 6,34
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,64
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,15	0,11	- 0,06	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70
Total approvisionnement/consommation primaire	9,33	60,48	14,45	35,04	113,98	7,31	18,75	- 5,51	0,00	253,82

Transferts	0,00	- 0,41	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 0,08
Écart statistique	0,25	0,09	2,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,76	0,00	3,46
Production d'électricité seule	3,07	0,00	1,34	1,75	113,98	7,31	1,41	- 47,79	0,00	81,07
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,45	0,00	0,24	2,09	0,00	0,00	2,44	- 1,59	- 2,02	1,61
Production de chaleur seule	0,18	0,00	0,07	0,66	0,00	0,00	1,06	0,00	- 1,66	0,32
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	62,02	- 61,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61
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	1,81	1,23	0,00	0,00	0,07	2,82	0,00	6,97
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	3,11	0,75	4,32
Consommation nette de la branche énergie	7,90	60,48	- 54,04	6,18	113,98	7,31	4,99	- 42,69	- 2,92	101,17

Industrie	1,05	0,00	2,73	9,74	0,00	0,00	1,56	10,07	0,91	26,06
Transport	0,00	0,00	40,90	0,08	0,00	0,00	3,00	0,94	0,00	44,92
Résidentiel	0,04	0,00	5,54	10,79	0,00	0,00	8,27	13,36	1,25	39,25
Tertiaire	0,04	0,00	3,39	6,92	0,00	0,00	0,77	12,05	0,75	23,92
Agriculture	0,00	0,00	3,42	0,20	0,00	0,00	0,17	0,76	0,01	4,56
Consommation finale énergétique	1,13	0,00	55,98	27,73	0,00	0,00	13,76	37,18	2,92	138,71
Consommation finale non énergétique	0,30	0,00	12,50	1,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,94
Consommation finale	1,43	0,00	68,49	28,86	0,00	0,00	13,76	37,18	2,92	152,65

Source : SDES

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	7,56	17,25	0,00	0,00	139,63
Importations	9,80	56,06	44,18	40,19	0,00	0,00	0,57	0,68	0,00	151,47
Exportations	- 0,04	- 0,09	- 19,23	- 6,35	0,00	0,00	- 0,19	- 6,45	0,00	- 32,35
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 6,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 6,04
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,83
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 0,09	0,41	- 0,34	- 1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,28
Total approvisionnement/consommation primaire	9,79	57,32	16,75	32,60	113,73	7,56	17,63	- 5,78	0,00	249,61

Transferts	0,00	- 1,43	1,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 0,06
Écart statistique	0,35	0,02	1,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,82	0,00	2,72
Production d'électricité seule	3,14	0,00	1,38	0,77	113,73	7,56	1,32	- 47,32	0,00	80,60
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,42	0,00	0,26	1,75	0,00	0,00	2,30	- 1,40	- 1,92	1,40
Production de chaleur seule	0,24	0,00	0,06	0,56	0,00	0,00	0,92	0,00	- 1,49	0,30
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	60,04	- 59,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62
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	1,77	1,18	0,00	0,00	0,09	2,81	0,00	6,80
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	2,97	0,56	3,97
Consommation nette de la branche énergie	8,37	57,32	- 51,76	4,71	113,73	7,56	4,63	- 42,11	- 2,85	99,60

Industrie	1,00	0,00	2,70	9,99	0,00	0,00	1,50	10,15	1,04	26,38
Transport	0,00	0,00	40,52	0,07	0,00	0,00	2,96	0,93	0,00	44,48
Résidentiel	0,04	0,00	5,52	10,02	0,00	0,00	7,64	12,81	1,10	37,13
Tertiaire	0,04	0,00	3,31	6,51	0,00	0,00	0,74	11,75	0,69	23,04
Agriculture	0,00	0,00	3,46	0,22	0,00	0,00	0,16	0,70	0,01	4,56
Consommation finale énergétique	1,08	0,00	55,50	26,82	0,00	0,00	13,00	36,34	2,85	135,58
Consommation finale non énergétique	0,34	0,00	13,01	1,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,42
Consommation finale	1,42	0,00	68,51	27,89	0,00	0,00	13,00	36,34	2,85	150,01

Source : SDES

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	110,39	8,04	18,57	0,00	0,00	138,41
Importations	12,45	57,92	43,67	42,52	0,00	0,00	0,46	1,00	0,00	158,03
Exportations	- 0,01	- 0,13	- 19,07	- 4,51	0,00	0,00	- 0,21	- 5,17	0,00	- 29,10
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,97
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 2,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 2,14
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,60	- 0,66	0,09	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55
Total approvisionnement/consommation primaire	13,18	58,12	16,58	38,82	110,39	8,04	18,82	- 4,17	0,00	259,78

Transferts	0,00	- 0,94	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 0,21
Écart statistique	0,78	- 0,04	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,73	0,00	2,47
Production d'électricité seule	5,79	0,00	1,37	1,23	110,39	8,04	1,48	- 48,04	0,00	80,26
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,45	0,00	0,25	2,24	0,00	0,00	2,01	- 1,55	- 2,02	1,38
Production de chaleur seule	0,26	0,00	0,15	0,73	0,00	0,00	0,84	0,00	- 1,68	0,30
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	59,96	- 59,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70
Autres transformations	3,27	- 0,86	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,26
Usages internes de la branche énergie	1,18	0,00	1,83	1,21	0,00	0,00	0,07	2,83	0,00	7,12
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	3,33	0,71	4,54
Consommation nette de la branche énergie	11,75	58,12	- 53,08	5,91	110,39	8,04	4,40	- 42,71	- 2,99	99,82

Industrie	1,06	0,00	2,89	10,58	0,00	0,00	1,67	10,26	0,92	27,38
Transport	0,00	0,00	40,50	0,07	0,00	0,00	2,69	0,96	0,00	44,22
Résidentiel	0,05	0,00	6,66	13,41	0,00	0,00	9,17	14,28	1,34	44,91
Tertiaire	0,06	0,00	3,70	7,58	0,00	0,00	0,73	12,28	0,73	25,07
Agriculture	0,00	0,00	3,49	0,20	0,00	0,00	0,16	0,76	0,00	4,61
Consommation finale énergétique	1,16	0,00	57,24	31,84	0,00	0,00	14,42	38,54	2,99	146,19
Consommation finale non énergétique	0,27	0,00	12,43	1,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,77
Consommation finale	1,43	0,00	69,67	32,90	0,00	0,00	14,42	38,54	2,99	159,96

Source : SDES

Bilans physiques par énergie (données réelles et données CVC)

Bilan physique du charbon, de 2013 à 2017

Données réelles
En Mtep

	2013	2014	2015	2016	2017
Production d'énergie primaire	0,13	0,12	0,00	0,00	0,00
Importations	12,45	9,80	9,20	8,59	10,09
Exportations	- 0,01	- 0,04	- 0,02	- 0,06	0,00
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,60	- 0,09	0,15	0,58	- 0,19
Total approvisionnement	13,18	9,79	9,33	9,11	9,89
Écart statistique	0,81	0,33	0,24	0,57	0,25
Consommation des cokeries	3,60	3,36	3,27	3,25	3,38
Production des cokeries	2,90	2,89	2,89	2,75	2,86
Consommation nette des cokeries	0,70	0,47	0,38	0,50	0,53
Consommation des hauts-fourneaux	4,96	5,03	4,77	4,41	4,91
Production des hauts-fourneaux	1,25	1,29	1,20	1,02	1,09
Consommation nette des hauts-fourneaux	3,72	3,74	3,57	3,39	3,82
Consommation nette filière fonte	4,42	4,21	3,95	3,89	4,35
Production d'électricité et de chaleur	6,51	3,81	3,71	3,23	3,85
Consommation nette de la branche énergie	11,74	8,34	7,89	7,70	8,45
Industrie	1,05	1,01	1,05	1,01	1,06
Autres usages énergétiques	0,10	0,08	0,08	0,08	0,08
Consommation finale énergétique	1,15	1,09	1,13	1,09	1,14
Consommation finale à usage non énergétique	0,29	0,37	0,31	0,32	0,30
Consommation finale	1,44	1,46	1,44	1,41	1,44

Source : SDES

annexes

Bilan physique du charbon, de 2013 à 2017

Données corrigées des variations climatiques
En Mtep

	2013	2014	2015	2016	2017
Production d'énergie primaire	0,13	0,12	0,00	0,00	0,00
Importations	12,45	9,80	9,20	8,59	10,09
Exportations	- 0,01	- 0,04	- 0,02	- 0,06	0,00
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,60	- 0,09	0,15	0,58	- 0,19
Total approvisionnement	13,18	9,79	9,33	9,11	9,89
Correction climatique	- 0,34	0,65	0,35	- 0,01	0,18
Écart statistique	0,81	0,33	0,24	0,57	0,25
Consommation des cokeries	3,60	3,36	3,27	3,25	3,38
Production des cokeries	2,90	2,89	2,89	2,75	2,86
Consommation nette des cokeries	0,70	0,47	0,38	0,50	0,53
Consommation des hauts-fourneaux	4,96	5,03	4,77	4,41	4,91
Production des hauts-fourneaux	1,25	1,29	1,20	1,02	1,09
Consommation nette des hauts-fourneaux	3,72	3,74	3,57	3,39	3,82
Consommation nette filière fonte	4,42	4,21	3,95	3,89	4,35
Production d'électricité et de chaleur	6,17	4,45	4,05	3,22	4,03
Consommation nette de la branche énergie	11,39	8,99	8,24	7,69	8,63
Industrie	1,05	1,01	1,05	1,01	1,06
Autres usages énergétiques	0,10	0,08	0,08	0,08	0,08
Consommation finale énergétique	1,15	1,09	1,13	1,09	1,14
Consommation finale à usage non énergétique	0,29	0,37	0,31	0,32	0,30
Consommation finale	1,44	1,45	1,43	1,41	1,44

Source : SDES

annexes

Bilan physique du pétrole brut, de 2013 à 2017

Données réelles
En Mt

	2013	2014	2015	2016	2017
Production d'énergie primaire	1,08	1,05	1,06	0,99	0,99
Importations	56,73	54,91	58,28	56,01	57,80
Exportations	- 0,17	- 0,14	- 0,13	- 0,04	- 0,12
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 0,64	0,42	0,11	0,98	- 0,32
Autres charges de raffinage	1,59	2,66	1,50	1,90	1,56
Total approvisionnement des raffineries	58,60	58,90	60,82	59,85	59,91
Écart statistique	- 0,03	0,06	0,07	- 0,03	0,08
Transformation de pétrole brut en raffinerie	58,62	58,84	60,75	59,88	59,83
Consommation brute de la branche énergie	58,60	58,90	60,82	59,85	59,91

Source : SDES

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés, de 2013 à 2017

Données réelles
En Mt

	2013	2014	2015	2016	2017
Production brute des raffineries	58,17	58,30	60,24	59,37	59,35
Importations	43,26	43,68	43,04	41,48	41,15
Exportations	- 18,86	- 19,05	- 20,95	- 20,55	- 20,22
Soutes maritimes internationales	- 2,23	- 1,91	- 1,71	- 1,53	- 1,72
Soutes aériennes internationales	- 5,81	- 5,88	- 6,17	- 6,13	- 6,26
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,08	- 0,33	- 0,09	- 0,16	- 0,01
Retours en raffineries	- 1,50	- 2,58	- 1,41	- 1,84	- 1,63
Total approvisionnement en produits raffinés	73,11	72,23	72,96	70,63	70,67

Écart statistique	1,21	1,67	2,45	1,48	1,01
Production d'électricité seule	1,37	1,40	1,37	1,44	1,38
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,24	0,24	0,22	0,24	0,27
Production de chaleur seule	0,15	0,07	0,07	0,03	0,03
Autoconsommation des raffineries	1,77	1,71	1,74	1,69	1,61
Consommation brute de la branche énergie	4,74	5,09	5,85	4,88	4,30

Industrie	3,03	2,82	2,83	2,84	2,54
Transport	39,58	39,59	39,97	39,96	40,05
Résidentiel	6,47	5,36	5,38	5,21	5,18
Tertiaire	3,60	3,22	3,30	2,99	3,10
Agriculture	3,40	3,38	3,34	2,90	2,92
Consommation finale énergétique	56,08	54,37	54,81	53,90	53,79
Consommation finale à usage non énergétique	12,29	12,78	12,30	11,85	12,59
Consommation finale	68,37	67,15	67,11	65,75	66,37

Source : SDES

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés, de 2013 à 2017

Données corrigées des variations climatiques
En Mt

	2013	2014	2015	2016	2017
Production brute des raffineries	58,17	58,30	60,24	59,37	59,35
Importations	43,26	43,68	43,04	41,48	41,15
Exportations	- 18,86	- 19,05	- 20,95	- 20,55	- 20,22
Soutes maritimes internationales	- 2,23	- 1,91	- 1,71	- 1,53	- 1,72
Soutes aériennes internationales	- 5,81	- 5,88	- 6,17	- 6,13	- 6,26
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,08	- 0,33	- 0,09	- 0,16	- 0,01
Retours en raffineries	- 1,50	- 2,58	- 1,41	- 1,84	- 1,63
Total approvisionnement en produits raffinés	73,11	72,23	72,96	70,63	70,67
Correction climatique	- 0,47	0,83	0,41	- 0,01	0,21
Écart statistique	1,21	1,67	2,45	1,48	1,01
Production d'électricité seule	1,37	1,40	1,37	1,44	1,38
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,24	0,24	0,22	0,24	0,27
Production de chaleur seule	0,15	0,07	0,07	0,03	0,03
Autoconsommation des raffineries	1,77	1,71	1,74	1,69	1,61
Consommation brute de la branche énergie	4,74	5,09	5,85	4,88	4,30
Industrie	3,00	2,87	2,85	2,84	2,55
Transport	39,58	39,59	39,97	39,96	40,05
Résidentiel	6,14	5,94	5,67	5,20	5,33
Tertiaire	3,49	3,42	3,39	2,98	3,14
Agriculture	3,40	3,38	3,34	2,90	2,92
Consommation finale énergétique	55,61	55,20	55,22	53,89	53,99
Consommation finale à usage non énergétique	12,29	12,78	12,30	11,85	12,59
Consommation finale	67,90	67,98	67,52	65,74	66,58

Source : SDES

annexes

Bilan physique du gaz naturel, de 2013 à 2017

Données réelles
En TWh PCS

	2013	2014	2015	2016	2017
Production de gaz naturel	3,7	0,2	0,2	0,2	0,2
Injections de biométhane	0,014	0,032	0,082	0,215	0,406
Importations	549,4	519,4	508,9	532,8	557,7
Exportations	- 58,3	- 82,1	- 62,9	- 43,1	- 70,1
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	6,8	- 16,3	6,5	4,8	9,6
Total approvisionnement des réseaux	501,6	421,2	452,9	495,0	497,8

Écart statistique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Production d'électricité seule	15,9	10,0	22,6	46,2	55,8
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	29,0	22,6	26,9	28,5	29,9
Production de chaleur seule	9,5	7,3	8,5	9,3	8,5
Usages internes de la branche énergie	15,6	15,3	15,9	14,1	13,1
Pertes de transport et de distribution	6,5	5,7	6,0	5,7	5,6
Consommation brute de la branche énergie	76,4	60,8	79,9	103,8	113,0

Industrie	136,7	129,1	125,9	130,5	125,9
Transport	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2
Résidentiel	173,3	129,5	139,4	150,8	146,5
Tertiaire	97,9	84,2	89,4	90,9	94,1
Agriculture	2,6	2,9	2,6	2,7	2,7
Consommation finale énergétique	411,4	346,5	358,3	376,1	370,5
Consommation finale à usage non énergétique	13,8	13,9	14,6	15,1	14,4
Consommation finale	425,2	360,4	372,9	391,2	384,8

Source : SDES

annexes

Bilan physique du gaz naturel, de 2013 à 2017

Données corrigées des variations climatiques
En TWh PCS

	2013	2014	2015	2016	2017
Production de gaz naturel	3,7	0,2	0,2	0,2	0,2
Injections de biométhane	0,014	0,032	0,082	0,215	0,406
Importations	549,4	519,4	508,9	532,8	557,7
Exportations	- 58,3	- 82,1	- 62,9	- 43,1	- 70,1
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	6,8	- 16,3	6,5	4,8	9,6
Total approvisionnement des réseaux	501,6	421,2	452,9	495,0	497,8

Correction climatique	- 23,0	45,0	25,4	- 0,5	12,9
------------------------------	---------------	-------------	-------------	--------------	-------------

Écart statistique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Production d'électricité seule	14,9	11,7	24,1	46,2	57,0
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	27,1	26,4	28,7	28,5	30,6
Production de chaleur seule	8,9	8,5	9,1	9,3	8,6
Usages internes de la branche énergie	15,6	15,3	15,9	14,1	13,1
Pertes de transport et de distribution	6,2	6,3	6,3	5,7	5,8
Consommation brute de la branche énergie	72,6	68,2	84,1	103,7	115,1

Industrie	134,5	133,3	128,3	130,5	127,1
Transport	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2
Résidentiel	162,3	149,9	151,2	150,6	152,6
Tertiaire	91,9	97,0	96,6	90,8	97,6
Agriculture	2,6	2,9	2,6	2,7	2,7
Consommation finale énergétique	392,2	384,1	379,6	375,6	381,3
Consommation finale à usage non énergétique	13,8	13,9	14,6	15,1	14,4
Consommation finale	406,0	397,9	394,2	390,7	395,6

Source : SDES

annexes

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets, de 2013 à 2017

Données réelles

En Mtep

	2013		2014		2015		2016		2017	
	EnR électriques et déchets	EnR thermiques et déchets								
Production d'énergie primaire	8,04	18,57	7,56	17,25	7,31	18,31	7,86	19,77	7,29	20,08
	Total : 26,61		Total : 24,81		Total : 25,62		Total : 27,63		Total : 27,37	
Importations	0,00	0,46	0,00	0,57	0,00	0,62	0,00	0,91	0,00	1,05
Exportations	0,00	- 0,21	0,00	- 0,19	0,00	- 0,18	0,00	- 0,21	0,00	- 0,33
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	8,04	18,82	7,56	17,63	7,31	18,75	7,86	20,47	7,29	20,80
	Total : 26,86		Total : 25,2		Total : 26,06		Total : 28,33		Total : 28,09	
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	8,04	1,48	7,56	1,32	7,31	1,41	7,86	1,49	7,29	1,40
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,00	2,01	0,00	2,30	0,00	2,44	0,00	2,80	0,00	3,03
Production de chaleur seule	0,00	0,84	0,00	0,92	0,00	1,06	0,00	1,18	0,00	1,27
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,03
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,07	0,00	0,09	0,00	0,07	0,00	0,08	0,00	0,08
Consommation brute de la branche énergie	8,04	4,40	7,56	4,63	7,31	4,99	7,86	5,57	7,29	5,81
Industrie	0,00	1,67	0,00	1,50	0,00	1,56	0,00	1,64	0,00	1,64
Transport	0,00	2,69	0,00	2,96	0,00	3,00	0,00	3,11	0,00	3,34
Résidentiel	0,00	9,17	0,00	7,64	0,00	8,27	0,00	9,08	0,00	8,92
Tertiaire	0,00	0,73	0,00	0,74	0,00	0,77	0,00	0,89	0,00	0,91
Agriculture	0,00	0,16	0,00	0,16	0,00	0,17	0,00	0,17	0,00	0,18
Consommation finale énergétique	0,00	14,42	0,00	13,00	0,00	13,76	0,00	14,90	0,00	14,99
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	14,42	0,00	13,00	0,00	13,76	0,00	14,90	0,00	14,99

Source : SDES

annexes

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets, de 2013 à 2017

Données corrigées des variations climatiques

En Mtep

	2013		2014		2015		2016		2017	
	EnR électriques et déchets	EnR thermiques et déchets								
Production d'énergie primaire	8,04	18,57	7,56	17,25	7,31	18,31	7,86	19,77	7,29	20,08
	Total : 26,61		Total : 24,81		Total : 25,62		Total : 27,63		Total : 27,37	
Importations	0,00	0,46	0,00	0,57	0,00	0,62	0,00	0,91	0,00	1,05
Exportations	0,00	- 0,21	0,00	- 0,19	0,00	- 0,18	0,00	- 0,21	0,00	- 0,33
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	8,04	18,82	7,56	17,63	7,31	18,75	7,86	20,47	7,29	20,80
	Total : 26,86		Total : 25,2		Total : 26,06		Total : 28,33		Total : 28,09	
Correction climatique	- 0,18	- 0,64	- 0,06	1,26	- 0,10	0,73	- 0,12	- 0,02	- 0,12	0,39
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	7,86	1,48	7,50	1,32	7,21	1,41	7,75	1,49	7,17	1,40
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,00	2,01	0,00	2,30	0,00	2,44	0,00	2,80	0,00	3,03
Production de chaleur seule	0,00	0,79	0,00	1,01	0,00	1,13	0,00	1,18	0,00	1,30
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,03
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,07	0,00	0,09	0,00	0,07	0,00	0,08	0,00	0,08
Consommation brute de la branche énergie	7,86	4,36	7,50	4,72	7,21	5,05	7,75	5,57	7,17	5,84
Industrie	0,00	1,67	0,00	1,50	0,00	1,56	0,00	1,64	0,00	1,64
Transport	0,00	2,69	0,00	2,96	0,00	3,00	0,00	3,11	0,00	3,34
Résidentiel	0,00	8,60	0,00	8,75	0,00	8,90	0,00	9,06	0,00	9,26
Tertiaire	0,00	0,70	0,00	0,80	0,00	0,80	0,00	0,89	0,00	0,93
Agriculture	0,00	0,16	0,00	0,16	0,00	0,17	0,00	0,17	0,00	0,18
Consommation finale énergétique	0,00	13,83	0,00	14,17	0,00	14,43	0,00	14,88	0,00	15,35
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	13,83	0,00	14,17	0,00	14,43	0,00	14,88	0,00	15,35

Source : SDES

annexes

Bilan physique de l'électricité, de 2013 à 2017

Données réelles
En TWh

	2013	2014	2015	2016	2017
Nucléaire	403,7	415,9	416,8	384,0	379,1
Thermique	55,3	39,0	48,1	60,6	68,9
Hydraulique	76,5	69,2	60,2	65,4	55,0
Éolienne	16,1	17,3	21,3	21,5	24,7
Photovoltaïque	5,2	6,4	7,8	8,7	9,6
Autres	0,8	0,7	0,7	0,6	0,7
Total production nette	557,6	548,5	554,9	540,7	537,9
Énergie absorbée par le pompage-turbinage	- 7,1	- 8,0	- 6,9	- 6,7	- 7,1
Importations	11,7	7,9	10,0	19,9	21,1
Exportations	- 60,1	- 75,1	- 74,0	- 61,4	- 61,2
Total approvisionnement des réseaux	502,0	473,3	483,9	492,5	490,7

Écart statistique	8,5	9,6	8,8	8,5	8,6
Branche électricité	2,3	2,3	2,3	2,6	2,5
Branche énergie hors électricité	4,3	4,3	4,2	4,4	4,2
Pertes de transport et de distribution	38,8	34,5	36,1	37,5	38,6
Total branche énergie	53,9	50,7	51,4	53,0	53,8

Industrie	119,3	118,0	117,1	118,3	118,0
Transport	11,1	10,8	11,0	10,8	10,9
Résidentiel	166,1	149,0	155,4	161,2	159,2
Tertiaire	142,8	136,6	140,1	140,4	139,9
Agriculture	8,8	8,2	8,8	8,8	8,8
Consommation finale énergétique	448,2	422,6	432,4	439,5	436,9
Consommation finale à usage non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	448,2	422,6	432,4	439,5	436,9

Source : SDES

annexes

Bilan physique de l'électricité, de 2013 à 2017

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2013	2014	2015	2016	2017
Nucléaire	403,7	415,9	416,8	384,0	379,1
Thermique	55,3	39,0	48,1	60,6	68,9
Hydraulique	76,5	69,2	60,2	65,4	55,0
Éolienne	16,1	17,3	21,3	21,5	24,7
Photovoltaïque	5,2	6,4	7,8	8,7	9,6
Autres	0,8	0,7	0,7	0,6	0,7
Total production nette	557,6	548,5	554,9	540,7	537,9
Énergie absorbée par le pompage-turbinage	- 7,1	- 8,0	- 6,9	- 6,7	- 7,1
Importations	11,7	7,9	10,0	19,9	21,1
Exportations	- 60,1	- 75,1	- 74,0	- 61,4	- 61,2
Total approvisionnement des réseaux	502,0	473,3	483,9	492,5	490,7
Correction climatique	- 8,9	16,9	9,4	- 0,2	4,7
Écart statistique	8,5	9,6	8,8	8,5	8,6
Branche électricité	2,3	2,3	2,3	2,6	2,5
Branche énergie hors électricité	4,3	4,3	4,2	4,4	4,2
Pertes de transport et de distribution	37,8	36,5	37,3	37,5	39,2
Total branche énergie	52,9	52,7	52,6	53,0	54,4
Industrie	118,7	119,2	117,7	118,3	118,4
Transport	11,1	10,8	11,0	10,8	10,9
Résidentiel	160,3	160,1	161,5	161,0	162,3
Tertiaire	141,4	139,3	141,6	140,4	140,7
Agriculture	8,8	8,2	8,8	8,8	8,8
Consommation finale énergétique	440,3	437,6	440,7	439,3	441,0
Consommation finale à usage non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	440,3	437,6	440,7	439,3	441,0

Source : SDES

annexes

Bilan physique de la chaleur vendue, de 2013 à 2017

Données réelles

En TWh

	2013	2014	2015	2016	2017
Production de chaleur (vendue)	43,0	39,6	42,7	48,0	49,3
Pertes de transport et de distribution	8,2	6,5	8,7	9,1	6,6
Industrie	10,7	12,1	10,6	13,6	17,1
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel	15,5	12,8	14,6	15,5	15,5
Tertiaire	8,5	8,0	8,7	9,6	10,0
Agriculture	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Consommation finale énergétique	34,8	33,1	34,0	38,9	42,7
Consommation finale à usage non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	34,8	33,1	34,0	38,9	42,7

Source : SDES

Bilan physique de la chaleur vendue, de 2013 à 2017

Données corrigées des variations climatiques

En TWh

	2013	2014	2015	2016	2017
Production de chaleur (vendue)	43,0	39,6	42,7	48,0	49,3
Correction climatique	- 1,4	2,6	1,4	0,0	0,7
Pertes de transport et de distribution	8,1	6,8	8,9	9,1	6,7
Industrie	10,7	12,1	10,6	13,6	17,1
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel	14,7	14,3	15,4	15,5	15,9
Tertiaire	8,1	8,9	9,2	9,6	10,3
Agriculture	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Consommation finale énergétique	33,6	35,5	35,3	38,9	43,4
Consommation finale à usage non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	33,6	35,5	35,3	38,9	43,4

Source : SDES

Bilans monétaires, toutes énergies confondues (données réelles)

Bilan énergétique monétaire 2017

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production primaire et marges	211	483	16 414	7 272	2 144	40 559	1 503	68 586
Importations	2 069	21 060	19 836	9 727	0	1 199	0	53 891
Exportations	- 20	- 73	- 11 458	- 1 218	0	- 2 508	0	- 15 277
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	0	- 3 384	0	0	0	0	- 3 384
Variation de stocks	- 105	- 123	- 4	174	0	0	0	- 58
Taxes	19	0	37 476	3 548	101	15 184	87	56 415
<i>dont TVA</i>	2	0	7 899	1 417	101	3 978	87	13 484
Subventions	0	0	0	- 121	0	- 6 556	0	- 6 677
Consommation d'autres formes d'énergie	0	352	21 944	0	0	3 064	874	26 234
Total des ressources	2 175	21 699	80 823	19 382	2 245	50 942	2 464	179 730

Production d'autres formes d'énergie	683	21 699	1 018	2 008	398	321	0	26 127
Branche énergie	683	21 699	1 018	2 008	398	321	0	26 127

Industrie	1 390	0	1 507	3 236	73	7 539	452	14 198
Transport	0	0	61 142	0	0	777	0	61 919
Résidentiel	22	0	5 531	9 968	1 686	26 453	1 264	44 923
Tertiaire	0	0	2 428	3 818	88	14 883	741	21 958
Agriculture	0	0	2 057	94	0	970	7	3 128
Consommation finale énergétique	1 413	0	72 665	17 116	1 847	50 621	2 464	146 126
Consommation finale non énergétique	79	0	7 141	258	0	0	0	7 478
Consommation finale	1 492	0	79 805	17 374	1 847	50 621	2 464	153 603

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique monétaire 2016

Données réelles

En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production primaire et marges	498	399	15 614	8 752	2 118	41 131	1 348	69 860
Importations	1 170	16 661	16 686	8 409	0	923	0	43 848
Exportations	- 29	- 36	- 9 565	- 677	0	- 1 995	0	- 12 302
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	0	- 2 679	0	0	0	0	- 2 679
Variation de stocks	48	277	- 71	76	0	0	0	329
Taxes	16	0	35 034	3 149	94	15 305	84	53 683
<i>dont TVA</i>	2	0	7 104	1 458	94	3 995	84	12 736
Subventions	0	0	0	- 124	0	- 6 437	0	- 6 561
Consommation d'autres formes d'énergie	0	350	17 918	0	0	2 586	817	21 670
Total des ressources	1 702	17 652	72 935	19 586	2 212	51 512	2 249	167 848

Production d'autres formes d'énergie	431	17 652	879	1 850	382	388	0	21 583
Branche énergie	431	17 652	879	1 850	382	388	0	21 583

Industrie	1 171	0	1 262	3 433	76	7 788	352	14 082
Transport	0	0	55 878	0	0	937	0	56 815
Résidentiel	18	0	4 943	10 212	1 671	26 555	1 200	44 600
Tertiaire	0	0	2 241	3 717	83	14 883	689	21 613
Agriculture	0	0	1 803	97	0	960	8	2 868
Consommation finale énergétique	1 189	0	66 128	17 459	1 830	51 124	2 249	139 978
Consommation finale non énergétique	82	0	5 928	277	0	0	0	6 287
Consommation finale	1 271	0	72 056	17 736	1 830	51 124	2 249	146 265

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique monétaire 2015

Données réelles

En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et blocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production primaire et marges	449	533	15 787	7 100	1 957	43 758	1 135	70 718
Importations	1 314	21 114	20 351	11 545	0	450	0	54 773
Exportations	- 18	- 124	- 10 794	- 1 406	0	- 2 787	0	- 15 128
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	0	- 3 385	0	0	0	0	- 3 385
Variation de stocks	- 10	16	- 47	148	0	0	0	107
Taxes	18	0	34 240	2 711	88	13 792	110	50 958
<i>dont TVA</i>	2	0	7 520	1 477	88	3 796	110	12 993
Subventions	0	0	0	- 97	0	- 6 211	0	- 6 308
Consommation d'autres formes d'énergie	0	339	22 248	0	0	2 443	861	25 891
Total des ressources	1 752	21 878	78 399	20 002	2 044	51 445	2 106	177 627

Production d'autres formes d'énergie	501	21 878	982	1 722	271	363	0	25 717
Branche énergie	501	21 878	982	1 722	271	363	0	25 717

Industrie	1 148	0	1 459	3 812	92	8 349	308	15 168
Transport	0	0	58 416	0	0	914	0	59 330
Résidentiel	17	0	5 499	10 179	1 605	25 242	1 183	43 725
Tertiaire	0	0	2 665	3 873	77	15 644	609	22 868
Agriculture	0	0	2 355	104	0	933	6	3 398
Consommation finale énergétique	1 166	0	70 394	17 968	1 773	51 082	2 106	144 490
Consommation finale non énergétique	85	0	7 023	312	0	0	0	7 420
Consommation finale	1 251	0	77 417	18 280	1 773	51 082	2 106	151 910

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique monétaire 2014

Données réelles

En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production primaire et marges	364	804	15 274	6 104	1 731	41 612	1 155	67 044
Importations	1 452	30 914	28 044	13 681	0	345	0	74 436
Exportations	- 34	- 157	- 13 486	- 2 096	0	- 2 497	0	- 18 269
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	0	- 4 765	0	0	0	0	- 4 765
Variation de stocks	- 23	221	- 222	- 429	0	0	0	- 453
Taxes	13	0	32 842	2 153	76	12 557	111	47 752
<i>dont TVA</i>	1	0	8 285	1 393	76	3 533	111	13 398
Subventions	0	0	0	- 77	0	- 5 765	0	- 5 842
Consommation d'autres formes d'énergie	0	987	33 162	0	0	2 254	827	37 230
Total des ressources	1 772	32 770	90 850	19 337	1 807	48 504	2 093	197 132

Production d'autres formes d'énergie	421	32 770	1 875	1 417	230	367	0	37 080
Branche énergie	421	32 770	1 875	1 417	230	367	0	37 080

Industrie	1 224	0	1 688	4 071	86	8 375	392	15 836
Transport	0	0	64 586	0	0	899	0	65 485
Résidentiel	16	0	6 494	9 535	1 424	23 404	1 123	41 996
Tertiaire	0	0	3 048	3 858	67	14 628	570	22 171
Agriculture	0	0	2 941	123	0	831	8	3 902
Consommation finale énergétique	1 240	0	78 756	17 586	1 577	48 137	2 093	149 390
Consommation finale non énergétique	111	0	10 218	333	0	0	0	10 662
Consommation finale	1 351	0	88 975	17 920	1 577	48 137	2 093	160 052

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique monétaire 2013

Données réelles

En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production primaire et marges	381	843	15 637	6 562	1 839	41 207	881	67 349
Importations	1 926	35 171	30 293	16 603	0	668	0	84 661
Exportations	- 16	- 176	- 14 302	- 1 658	0	- 2 373	0	- 18 525
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	0	- 5 337	0	0	0	0	- 5 337
Variation de stocks	- 21	- 382	33	202	0	0	0	- 168
Taxes	15	0	32 931	2 419	57	12 235	144	47 801
<i>dont TVA</i>	2	0	8 588	1 804	57	3 676	144	14 272
Subventions	0	0	0	- 46	0	- 5 223	0	- 5 268
Consommation d'autres formes d'énergie	0	609	36 533	0	0	2 981	1 093	41 217
Total des ressources	2 285	36 064	95 789	24 082	1 896	49 495	2 118	211 730

Production d'autres formes d'énergie	834	36 064	1 496	2 102	184	366	0	41 047
Branche énergie	834	36 064	1 496	2 102	184	366	0	41 047

Industrie	1 333	0	1 896	4 599	80	8 382	365	16 655
Transport	0	0	67 103	0	0	921	0	68 024
Résidentiel	23	0	8 094	12 247	1 579	24 368	1 163	47 475
Tertiaire	0	0	3 573	4 625	53	14 673	590	23 513
Agriculture	0	0	3 143	111	0	784	0	4 038
Consommation finale énergétique	1 356	0	83 808	21 582	1 712	49 129	2 118	159 706
Consommation finale non énergétique	94	0	10 485	398	0	0	0	10 977
Consommation finale	1 450	0	94 293	21 980	1 712	49 129	2 118	170 683

Source : SDES

Bilans monétaires par énergie (données réelles)

Bilan monétaire du charbon, de 2013 à 2017

Données réelles
En M€

	2013	2014	2015	2016	2017
Production d'énergie primaire	15	13	0	0	0
Importations	1 926	1 452	1 314	1 170	2 069
Exportations	16	34	18	29	20
Variations de stocks	- 21	- 23	- 10	48	- 105
Marges de cokéfaction	294	313	445	373	292
Autres marges et écart statistique	72	38	3	125	- 81
TVA	2	1	2	2	2
TICC	13	12	16	14	18
Total ressources	2 285	1 772	1 752	1 702	2 175

Production d'électricité et de chaleur	834	421	501	431	683
Hauts-fourneaux	1 130	1 028	969	993	1 167
Industrie	203	196	180	178	223
Autres usages énergétiques	23	16	17	18	22
Usages non énergétiques	94	111	85	82	79
Total emplois	2 285	1 772	1 752	1 702	2 175

Source : SDES

Bilan monétaire du pétrole brut, de 2013 à 2017

Données réelles
En M€

	2013	2014	2015	2016	2017
Production primaire	843	804	533	399	483
Importations	35 171	30 914	21 114	16 661	21 060
Exportations	- 176	- 157	- 124	- 36	- 73
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 382	221	16	277	- 123
Transferts et retours	609	987	339	350	352
Total disponibilités	36 064	32 770	21 878	17 652	21 699

Source : SDES

annexes

Bilan monétaire des produits pétroliers raffinés, de 2013 à 2017

Données réelles
En M€

	2013	2014	2015	2016	2017
Production des raffineries	38 296	35 406	25 628	20 674	25 341
Importations	29 811	27 509	19 846	15 931	18 934
Exportations	- 14 057	- 13 282	- 10 623	- 9 372	- 11 125
Soutes maritimes et aériennes internationales	- 5 337	- 4 765	- 3 385	- 2 679	- 3 384
Variations de stocks produits raffinés (+ = déstockage, - = stockage)	33	- 222	- 47	- 71	- 4
Transferts et retours PR	- 609	- 987	- 339	- 350	- 352
Coût de l'approvisionnement en produits raffinés	48 137	43 659	31 081	24 132	29 411
Marges de transport et de commerce, écart statistique	11 217	10 358	10 220	10 740	10 666
Taxes	32 931	32 842	34 240	35 034	37 476
<i>dont TICPE (yc TSC et Octroi de mer pour les DOM)</i>	24 149	24 424	26 623	27 892	29 539
<i>dont TVA</i>	8 588	8 285	7 520	7 104	7 899
<i>dont TGAP et CPSSP</i>	195	134	97	38	37
Dépense en produits raffinés	92 285	86 859	75 541	69 906	77 553

Production d'électricité et de chaleur	887	888	644	529	666
Transports (hors soutes maritimes et aériennes internationales)	64 208	61 583	55 896	53 199	58 224
Agriculture/pêche	3 143	2 941	2 355	1 803	2 057
Industrie (yc construction)	1 896	1 688	1 459	1 262	1 507
Tertiaire (yc défense)	3 573	3 048	2 665	2 241	2 428
Résidentiel	8 094	6 494	5 499	4 943	5 531
Consommation finale à usage énergétique	80 913	75 753	67 874	63 449	69 746
Consommation finale à usage non énergétique	10 485	10 218	7 023	5 928	7 141
Total consommation produits pétroliers raffinés	92 285	86 859	75 541	69 906	77 553

Source : SDES

Bilan monétaire des biocarburants, de 2013 à 2017

Données réelles
En M€

	2013	2014	2015	2016	2017
Production biocarburants	2 658	2 672	2 186	2 118	2 351
Importations biocarburants	483	535	504	754	901
Exportations biocarburants	- 245	- 204	- 171	- 193	- 333
Coût de l'approvisionnement en biocarburants	2 895	3 003	2 520	2 679	2 919
Marges de transport et de commerce, écart statistique	0	0	0	0	0
Disponibilités biocarburants	2 895	3 003	2 520	2 679	2 919

Transports	2 895	3 003	2 520	2 679	2 919
-------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Source : SDES

annexes

Bilan monétaire du gaz naturel, de 2013 à 2017

Données réelles
En M€

	2013	2014	2015	2016	2017
Production de gaz naturel (hors biométhane)	161	4	6	4	3
Injections de biométhane	1	3	9	22	40
Importations	16 603	13 681	11 545	8 409	9 727
Exportations	- 1 658	- 2 096	- 1 406	- 677	- 1 218
Variations de stock (+=déstockage, -=stockage)	202	- 429	148	76	174
Utilisation des infrastructures (hors pertes)	5 564	5 598	5 820	6 119	6 049
Marges de commerce et écart statistique	837	498	1 266	2 608	1 180
Taxes	2 419	2 153	2 711	3 149	3 548
Subventions	- 46	- 77	- 97	- 124	- 121
Total ressources	24 082	19 337	20 002	19 586	19 382

Transformation en électricité ou chaleur	1 642	1 040	1 363	1 590	1 768
Branche énergie hors transformation	460	377	359	260	240
Branche énergie	2 102	1 417	1 722	1 850	2 008
Agriculture	111	123	104	97	94
Industrie	4 599	4 071	3 812	3 433	3 236
Tertiaire et transport	4 625	3 858	3 873	3 717	3 818
Résidentiel	12 247	9 535	10 179	10 212	9 968
Consommation finale à usage énergétique	21 582	17 586	17 968	17 459	17 116
Consommation finale à usage non énergétique	398	333	312	277	258
Total consommation de gaz naturel (hors pertes)	24 082	19 337	20 002	19 586	19 382

Source : SDES

Bilan monétaire du bois-énergie, de 2013 à 2017

Données réelles
En M€

	2013	2014	2015	2016	2017
Production et marges	1 839	1 731	1 957	2 118	2 144
Importations	0	0	0	0	0
Exportations	0	0	0	0	0
Taxes (TVA)	57	76	88	94	101
Subventions	0	0	0	0	0
Total ressources	1 896	1 807	2 044	2 212	2 245

Production d'électricité et de chaleur	184	230	271	382	398
---	------------	------------	------------	------------	------------

Industrie	80	86	92	76	73
Transport	0	0	0	0	0
Résidentiel	1 579	1 424	1 605	1 671	1 686
Tertiaire	53	67	77	83	88
Agriculture	0	0	0	0	0
Consommation finale totale	1 712	1 577	1 773	1 830	1 847

Source : SDES

annexes

Bilan monétaire de l'électricité, de 2013 à 2017

Données réelles
En M€

	2013	2014	2015	2016	2017
Production et marges	31 977	31 837	33 815	31 011	30 810
Importations	668	345	450	923	1 199
Exportations	- 2 373	- 2 497	- 2 787	- 1 995	- 2 508
Utilisation du réseau (hors pertes)	12 211	12 028	12 386	12 706	12 814
Taxes	12 235	12 557	13 792	15 305	15 184
Subventions	- 5 223	- 5 765	- 6 211	- 6 437	- 6 556
Total ressources	49 495	48 504	51 445	51 512	50 942

Branche énergie (hors électricité)	366	367	363	388	321
---	------------	------------	------------	------------	------------

Industrie	8 382	8 375	8 349	7 788	7 539
Transport	921	899	914	937	777
Résidentiel	24 368	23 404	25 242	26 555	26 453
Tertiaire	14 673	14 628	15 644	14 883	14 883
Agriculture	784	831	933	960	970
Consommation finale totale	49 129	48 137	51 082	51 124	50 621

Source : SDES

Bilan monétaire de la chaleur vendue, de 2013 à 2017

Données réelles
En M€

	2013	2014	2015	2016	2017
Production et marges	1 975	1 982	1 996	2 164	2 377
Taxes (TVA)	143,7	110,6	110,2	84,3	87,1
Total ressources	2 118	2 093	2 106	2 249	2 464

Industrie	365,2	391,7	308,3	351,9	451,8
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel	1 163,2	1 123,2	1 183,3	1 200,2	1 263,7
Tertiaire	590,0	570,2	609,1	688,8	741,2
Agriculture	0,0	7,9	5,7	7,8	7,1
Consommation finale totale	2 118	2 093	2 106	2 249	2 464

Source : SDES

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 2017, tous DOM confondus

Données réelles

En ktep

	Charbon	Pétrole brut	Produits raffinés	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production d'énergie primaire	0	0	0	136	357	0	0	493
Importations	515	472	2175	0	0	0	0	3 162
Exportations	0	0	- 38	0	0	0	0	- 38
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	10	17	- 17	0	0	0	0	10
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	0	- 475	0	0	0	0	- 475
Total approvisionnement/consommation primaire	525	489	1 645	136	357	0	0	3 151

Production d'électricité et de chaleur	525	0	891	136	275	- 680	- 43	1 103
Raffinage de pétrole	0	576	- 524	0	0	0	0	52
Pertes et usages internes de la branche énergie	0	0	0	0	0	77	6	84
Transferts	0	- 79	79	0	0	0	0	0
Écart statistique	0	- 8	- 186	0	0	- 15	0	- 208
Consommation nette de la branche énergie	525	489	261	136	275	- 618	- 37	1 030

Résidentiel	0	0	32	0	13	293	0	337
Tertiaire	0	0	30	0	0	255	0	284
Industrie	0	0	54	0	70	61	37	221
Agriculture	0	0	51	0	0	11	0	62
Transport	0	0	1 175	0	0	0	0	1 175
Consommation finale énergétique	0	0	1 341	0	82	619	37	2 080
Consommation finale non énergétique	0	0	42	0	0	0	0	42
Consommation finale	0	0	1 383	0	82	619	37	2 122

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique physique 2016, tous DOM confondus

Données réelles

En ktep

	Charbon	Pétrole brut	Produits raffinés	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production d'énergie primaire	0	0	0	128	313	0	0	440
Importations	529	640	2100	0	0	0	0	3 268
Exportations	0	0	- 64	0	0	0	0	- 64
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	8	- 54	24	0	0	0	0	- 22
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	0	- 440	0	0	0	0	- 440
Total approvisionnement/consommation primaire	537	586	1 620	128	313	0	0	3 183

Production d'électricité et de chaleur	537	0	941	128	237	- 686	- 41	1 115
Raffinage de pétrole	0	651	- 592	0	0	0	0	59
Pertes et usages internes de la branche énergie	0	0	0	0	0	90	10	100
Transferts	0	- 66	66	0	0	0	0	0
Écart statistique	0	0	- 136	0	0	- 23	0	- 159
Consommation nette de la branche énergie	537	586	279	128	237	- 619	- 31	1 116

Résidentiel	0	0	31	0	11	301	0	342
Tertiaire	0	0	29	0	0	247	0	276
Industrie	0	0	54	0	65	60	31	209
Agriculture	0	0	51	0	0	11	0	62
Transport	0	0	1121	0	0	0	0	1 122
Consommation finale énergétique	0	0	1 286	0	76	619	31	2 011
Consommation finale non énergétique	0	0	55	0	0	0	0	55
Consommation finale	0	0	1 341	0	76	619	31	2 067

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique physique 2015, tous DOM confondus

Données réelles

En ktep

	Charbon	Pétrole brut	Produits raffinés	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production d'énergie primaire	0	0	0	134	319	0	0	453
Importations	525	725	2064	0	0	0	0	3 314
Exportations	0	0	- 134	0	0	0	0	- 134
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 10	7	- 17	0	0	0	0	- 20
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	0	- 420	0	0	0	0	- 420
Total approvisionnement/consommation primaire	515	732	1 492	134	319	0	0	3 192

Production d'électricité et de chaleur	515	0	903	134	248	- 672	- 55	1 073
Raffinage de pétrole	0	814	- 740	0	0	0	0	74
Pertes et usages internes de la branche énergie	0	0	0	0	0	67	14	81
Transferts	0	- 82	82	0	0	0	0	0
Écart statistique	0	0	- 45	0	0	- 2	0	- 47
Consommation nette de la branche énergie	515	732	200	134	248	- 606	- 41	1 182

Résidentiel	0	0	32	0	9	268	0	309
Tertiaire	0	0	31	0	0	265	0	296
Industrie	0	0	54	0	62	62	41	218
Agriculture	0	0	50	0	0	11	0	61
Transport	0	0	1076	0	0	0	0	1 076
Consommation finale énergétique	0	0	1 243	0	71	606	41	1 961
Consommation finale non énergétique	0	0	50	0	0	0	0	50
Consommation finale	0	0	1 293	0	71	606	41	2 011

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique physique 2014, tous DOM confondus

Données réelles

En ktep

	Charbon	Pétrole brut	Produits raffinés	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production d'énergie primaire	0	0	0	128	292	0	0	420
Importations	542	651	1995	0	0	0	0	3 188
Exportations	0	0	- 126	0	0	0	0	- 126
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	4	18	47	0	0	0	0	70
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	0	- 423	0	0	0	0	- 423
Total approvisionnement/consommation primaire	547	669	1 493	128	292	0	0	3 129

Production d'électricité et de chaleur	547	0	913	128	228	- 663	- 63	1 091
Raffinage de pétrole	0	735	- 678	0	0	0	0	57
Pertes et usages internes de la branche énergie	0	0	0	0	0	67	11	79
Transferts	0	- 66	66	0	0	0	0	0
Écart statistique	0	0	- 72	0	0	- 2	0	- 74
Consommation nette de la branche énergie	547	669	229	128	228	- 598	- 51	1 152

Résidentiel	0	0	31	0	4	264	0	299
Tertiaire	0	0	30	0	0	263	0	293
Industrie	0	0	44	0	59	60	51	214
Agriculture	0	0	61	0	0	10	0	72
Transport	0	0	1045	0	0	0	0	1 045
Consommation finale énergétique	0	0	1 210	0	64	598	51	1 923
Consommation finale non énergétique	0	0	54	0	0	0	0	54
Consommation finale	0	0	1 264	0	64	598	51	1 977

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique physique 2013, tous DOM confondus

Données réelles

En ktep

	Charbon	Pétrole brut	Produits raffinés	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur vendue	Total
Production d'énergie primaire	0	0	0	138	292	0	0	430
Importations	597	487	1926	0	0	0	0	3 010
Exportations	0	0	- 32	0	0	0	0	- 32
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 8	15	- 6	0	0	0	0	1
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	0	- 404	0	0	0	0	- 404
Total approvisionnement/consommation primaire	590	502	1 483	138	292	0	0	3 006

Production d'électricité et de chaleur	590	0	698	138	226	- 661	- 57	934
Raffinage de pétrole	0	526	- 475	0	0	0	0	52
Pertes et usages internes de la branche énergie	0	0	0	0	0	71	14	85
Transferts	0	- 30	30	0	0	0	0	0
Écart statistique	0	5	- 57	0	0	- 4	0	- 56
Consommation nette de la branche énergie	590	502	195	138	226	- 594	- 43	1 015

Résidentiel	0	0	31	0	10	260	0	301
Tertiaire	0	0	31	0	0	262	0	293
Industrie	0	0	41	0	56	60	43	200
Agriculture	0	0	50	0	0	11	0	61
Transport	0	0	1 080	0	0	0	0	1 080
Consommation finale énergétique	0	0	1 233	0	66	593	43	1 935
Consommation finale non énergétique	0	0	54	0	0	0	0	54
Consommation finale	0	0	1 288	0	66	593	43	1 990

Source : SDES

Bilans physiques par énergie (données réelles)

Bilan physique du charbon de la Guadeloupe, de 2013 à 2017

Données réelles
En kt

	2013	2014	2015	2016	2017
Importations	287	241	184	237	259
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 14	3	21	18	- 14
Total approvisionnement	273	244	205	255	245
Écart statistique	0	0	0	0	0
Production d'électricité et de chaleur	273	244	205	255	245
Consommation nette de la branche énergie	273	244	205	255	245

Source : SDES

Bilan physique du charbon de La Réunion, de 2013 à 2017

Données réelles
En kt

	2013	2014	2015	2016	2017
Importations	678	636	664	617	574
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	1	4	- 37	- 5	29
Total approvisionnement	679	639	627	612	603
Écart statistique	0	0	0	0	0
Production d'électricité et de chaleur	679	639	627	612	603
Consommation nette de la branche énergie	679	639	627	612	603

Source : SDES

annexes

Bilan physique du pétrole dans les DOM en 2017

Données réelles

En ktep

	Antilles-Guyane		Mayotte-La Réunion		Tous DOM	
	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné
Importations	472	1 166	0	1 009	472	2 175
Exportations	0	- 36	0	- 2	0	- 38
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	17	- 17	0	0	17	- 17
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	- 259	0	- 216	0	- 475
Autres charges de raffinage	79	- 79	0	0	79	- 79
Total approvisionnement/consommation primaire	568	774	0	791	568	1 565

Raffinage de pétrole	568	- 524	0	0	568	- 524
Production d'électricité et chaleur et écart statistique	0	408	0	298	0	706
Consommation nette de la branche énergie	568	- 116	0	298	568	182

Industrie – Agriculture	0	57	0	48	0	105
Transport	0	770	0	404	0	1 175
Résidentiel – Tertiaire	0	41	0	21	0	62
Consommation finale énergétique	0	868	0	473	0	1 341
Consommation finale non énergétique	0	21	0	20	0	42
Consommation finale	0	890	0	493	0	1 383

Source : SDES

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
Importations	640	1 070	0	1 030	640	2 100
Exportations	0	- 64	0	0	0	- 64
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 54	24	0	0	- 54	24
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	- 249	0	- 191	0	- 440
Autres charges de raffinage	66	- 66	0	0	66	- 66
Total approvisionnement/consommation primaire	651	715	0	839	651	1 554

Raffinage de pétrole	651	- 592	0	0	651	- 592
Production d'électricité et chaleur et écart statistique	0	612	0	193	0	805
Consommation nette de la branche énergie	651	20	0	193	651	213

Industrie – Agriculture	0	49	0	57	0	105
Transport	0	589	0	532	0	1 121
Résidentiel – Tertiaire	0	29	0	29	0	59
Consommation finale énergétique	0	667	0	619	0	1 286
Consommation finale non énergétique	0	28	0	27	0	55
Consommation finale	0	695	0	646	0	1 341

Source : SDES

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
Importations	725	1 078	0	986	725	2 064
Exportations	0	- 134	0	0	0	- 134
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	7	- 17	0	0	7	- 17
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	- 235	0	- 185	0	- 420
Autres charges de raffinage	82	- 82	0	0	82	- 82
Total approvisionnement/consommation primaire	814	610	0	801	814	1 410

Raffinage de pétrole	814	- 740	0	0	814	- 740
Production d'électricité et chaleur et écart statistique	0	668	0	189	0	858
Consommation nette de la branche énergie	814	- 72	0	189	814	118

Industrie – Agriculture	0	48	0	55	0	104
Transport	0	578	0	499	0	1 076
Résidentiel – Tertiaire	0	31	0	32	0	63
Consommation finale énergétique	0	657	0	586	0	1 243
Consommation finale non énergétique	0	25	0	25	0	50
Consommation finale	0	681	0	611	0	1 293

Source : SDES

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
Importations	651	1 060	0	935	651	1 995
Exportations	0	- 126	0	0	0	- 126
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	18	47	0	0	18	47
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	- 235	0	- 187	0	- 423
Autres charges de raffinage	66	- 66	0	0	66	- 66
Total approvisionnement/consommation primaire	735	680	0	748	735	1 428

Raffinage de pétrole	735	- 678	0	0	735	- 678
Production d'électricité et chaleur et écart statistique	0	657	0	185	0	841
Consommation nette de la branche énergie	735	- 22	0	185	735	163

Industrie – Agriculture	0	55	0	50	0	105
Transport	0	584	0	460	0	1 045
Résidentiel – Tertiaire	0	33	0	28	0	60
Consommation finale énergétique	0	673	0	538	0	1 210
Consommation finale non énergétique	0	29	0	25	0	54
Consommation finale	0	702	0	563	0	1 264

Source : SDES

annexes

Bilan physique du pétrole dans les DOM en 2013

Données réelles

En ktep

	Antilles-Guyane		Mayotte-La Réunion		Tous DOM	
	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné
Importations	487	1 100	0	826	487	1 926
Exportations	0	- 32	0	0	0	- 32
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	15	- 6	0	0	15	- 6
Soutes maritimes et aériennes internationales	0	- 237	0	- 167	0	- 404
Autres charges de raffinage	30	- 30	0	0	30	- 30
Total approvisionnement/consommation primaire	532	795	0	659	532	1 454

Raffinage de pétrole	532	- 475	0	0	532	- 475
Production d'électricité et chaleur et écart statistique	0	567	0	73	0	641
Consommation nette de la branche énergie	532	92	0	73	532	166

Industrie – Agriculture	0	39	0	55	0	92
Transport	0	600	0	478	0	1 080
Résidentiel – Tertiaire	0	34	0	27	0	62
Consommation finale énergétique	0	673	0	561	0	1 233
Consommation finale non énergétique	0	29	0	25	0	54
Consommation finale	0	702	0	586	0	1 288

Source : SDES

annexes

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de la Guadeloupe, de 2013 à 2017

Données réelles

En ktep

	2013		2014		2015		2016		2017	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets								
Production d'énergie primaire	15,03	112,06	14,28	107,92	13,89	123,26	12,62	119,34	14,00	158,76
	Total : 127,09		Total : 122,2		Total : 137,15		Total : 131,97		Total : 172,76	
Importations	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Exportations	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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	15,03	112,06	14,28	107,92	13,89	123,26	12,62	119,34	14,00	158,76
	Total : 127,09		Total : 122,2		Total : 137,15		Total : 131,97		Total : 172,76	

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	15,03	77,52	14,28	71,46	13,89	79,05	12,62	80,25	14,00	108,68
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,00	20,27	0,00	26,33	0,00	27,86	0,00	23,02	0,00	29,99
Production de chaleur seule	0,00	0,04	0,00	0,07	0,00	0,02	0,00	0,05	0,00	0,05
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation brute de la branche énergie	15,03	97,83	14,28	97,86	13,89	106,94	12,62	103,32	14,00	138,72

Industrie	0,00	6,01	0,00	1,27	0,00	6,97	0,00	6,05	0,00	8,91
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,00	8,16	0,00	8,73	0,00	9,29	0,00	9,91	0,00	11,07
Tertiaire	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06
Agriculture	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale énergétique	0,00	14,23	0,00	10,05	0,00	16,32	0,00	16,02	0,00	20,04
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	14,23	0,00	10,05	0,00	16,32	0,00	16,02	0,00	20,04

Source : SDES

annexes

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de la Guyane, de 2013 à 2017

Données réelles

En ktep

	2013		2014		2015		2016		2017	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets								
Production d'énergie primaire	49,12	7,81	49,48	7,22	48,64	7,38	44,31	7,61	54,48	7,87
	Total : 56,93		Total : 56,7		Total : 56,02		Total : 51,92		Total : 62,35	
Importations	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Exportations	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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	49,12	7,81	49,48	7,22	48,64	7,38	44,31	7,61	54,48	7,87
	Total : 56,93		Total : 56,7		Total : 56,02		Total : 51,92		Total : 62,35	

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	49,12	7,22	49,48	6,45	48,64	6,45	44,31	6,45	54,48	6,45
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Production de chaleur seule	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation brute de la branche énergie	49,12	7,22	49,48	6,45	48,64	6,45	44,31	6,45	54,48	6,45

Industrie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,00	0,59	0,00	0,77	0,00	0,93	0,00	1,16	0,00	1,41
Tertiaire	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Agriculture	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale énergétique	0,00	0,59	0,00	0,77	0,00	0,93	0,00	1,16	0,00	1,42
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	0,59	0,00	0,77	0,00	0,93	0,00	1,16	0,00	1,42

Source : SDES

annexes

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de La Réunion, de 2013 à 2017

Données réelles

En ktep

	2013		2014		2015		2016		2017	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets								
Production d'énergie primaire	71,15	145,53	59,68	149,43	65,97	161,73	64,78	153,91	59,51	162,45
	Total : 216,68		Total : 209,11		Total : 227,7		Total : 218,69		Total : 221,97	
Importations	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Exportations	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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	71,15	145,53	59,68	149,43	65,97	161,73	64,78	153,91	59,51	162,45
	Total : 216,68		Total : 209,11		Total : 227,7		Total : 218,69		Total : 221,97	

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	71,15	8,83	59,68	3,02	65,97	3,80	64,78	3,77	59,51	2,90
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,00	94,30	0,00	102,29	0,00	111,23	0,00	102,63	0,00	107,43
Production de chaleur seule	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation brute de la branche énergie	71,15	103,13	59,68	105,32	65,97	115,04	64,78	106,40	59,51	110,33

Industrie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,02	0,00	0,00	0,00	2,35
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,00	42,38	0,00	44,10	0,00	45,66	0,00	47,49	0,00	49,73
Tertiaire	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,01	0,00	0,04
Agriculture	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale énergétique	0,00	42,40	0,00	44,11	0,00	46,70	0,00	47,51	0,00	52,12
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	42,40	0,00	44,11	0,00	46,70	0,00	47,51	0,00	52,12

Source : SDES

annexes

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de la Martinique, de 2013 à 2017

Données réelles

En ktep

	2013		2014		2015		2016		2017	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets								
Production d'énergie primaire	6,75	26,33	7,17	26,79	7,27	26,25	7,62	31,31	7,59	27,28
	Total : 33,09		Total : 33,96		Total : 33,52		Total : 38,92		Total : 34,87	
Importations	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Exportations	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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	6,75	26,33	7,17	26,79	7,27	26,25	7,62	31,31	7,59	27,28
	Total : 33,09		Total : 33,96		Total : 33,52		Total : 38,92		Total : 34,87	

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	6,75	18,13	7,17	18,59	7,27	19,81	7,62	20,71	7,59	19,14
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Production de chaleur seule	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation brute de la branche énergie	6,75	18,13	7,17	18,59	7,27	19,81	7,62	20,71	7,59	19,14

Industrie	0,00	3,52	0,00	3,19	0,00	0,93	0,00	4,56	0,00	1,38
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,00	4,65	0,00	4,97	0,00	5,48	0,00	5,99	0,00	6,70
Tertiaire	0,00	0,03	0,00	0,03	0,00	0,03	0,00	0,04	0,00	0,06
Agriculture	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale énergétique	0,00	8,21	0,00	8,19	0,00	6,44	0,00	10,60	0,00	8,14
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	8,21	0,00	8,19	0,00	6,44	0,00	10,60	0,00	8,14

Source : SDES

annexes

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de Mayotte, de 2013 à 2017

Données réelles

En ktep

	2013		2014		2015		2016		2017	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets								
Production d'énergie primaire	1,41	0,39	1,43	0,45	1,46	0,50	1,41	0,56	1,59	0,63
	Total : 1,8		Total : 1,87		Total : 1,96		Total : 1,97		Total : 2,21	
Importations	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Exportations	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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	1,41	0,39	1,43	0,45	1,46	0,50	1,41	0,56	1,59	0,63
	Total : 1,8		Total : 1,87		Total : 1,96		Total : 1,97		Total : 2,21	

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	1,41	0,00	1,43	0,00	1,46	0,00	1,41	0,00	1,59	0,00
Production d'électricité et de chaleur cogénérées	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Production de chaleur seule	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation brute de la branche énergie	1,41	0,00	1,43	0,00	1,46	0,00	1,41	0,00	1,59	0,00

Industrie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,00	0,39	0,00	0,44	0,00	0,49	0,00	0,55	0,00	0,62
Tertiaire	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01
Agriculture	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale énergétique	0,00	0,39	0,00	0,45	0,00	0,50	0,00	0,56	0,00	0,63
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	0,39	0,00	0,45	0,00	0,50	0,00	0,56	0,00	0,63

Source : SDES

annexes

Bilan physique de l'électricité de la Guadeloupe, de 2013 à 2017

Données réelles
En GWh

	2013	2014	2015	2016	2017
Hydraulique	18	14	11	9	33
Éolien	57	52	53	46	43
Photovoltaïque	99	100	98	92	86
Géothermie	81	75	83	84	112
Thermique classique	1 572	1 568	1 600	1 634	1 551
Total production nette	1 828	1 809	1 844	1 864	1 826
Consommation de la branche énergie et écarts statistiques	227	222	254	232	203
Résidentiel	768	756	764	859	825
Tertiaire	761	726	717	683	694
Industrie, transport, agriculture	72	104	109	91	104
Consommation finale	1 601	1 587	1 590	1 632	1 622

Source : SDES

Bilan physique de l'électricité de la Guyane, de 2013 à 2017

Données réelles
En GWh

	2013	2014	2015	2016	2017
Hydraulique	518	517	506	456	574
Photovoltaïque	47	52	54	54	52
Thermique classique	352	360	379	465	343
Total production nette	917	929	939	974	969
Consommation de la branche énergie et écarts statistiques	97	114	107	126	119
Résidentiel	309	312	320	362	350
Tertiaire	461	452	458	441	459
Industrie, transport, agriculture	50	52	53	45	41
Consommation finale	820	816	831	848	850

Source : SDES

annexes

Bilan physique de l'électricité de la Martinique, de 2013 à 2017

Données réelles
En GWh

	2013	2014	2015	2016	2017
Hydraulique	0	0	0	0	5
Éolien	1	2	2	9	9
Photovoltaïque	78	82	82	79	74
Thermique classique	1 601	1 571	1 582	1 610	1 556
Total production nette	1 680	1 655	1 666	1 698	1 644

Consommation de la branche énergie et écarts statistiques	189	163	178	194	144
--	------------	------------	------------	------------	------------

Résidentiel	630	629	634	702	686
Tertiaire	687	702	700	657	670
Industrie, transport, agriculture	174	160	154	145	144
Consommation finale	1 491	1 492	1 489	1 504	1 500

Source : SDES

Bilan physique de l'électricité de Mayotte, de 2013 à 2017

Données réelles
En GWh

	2013	2014	2015	2016	2017
Photovoltaïque	16	17	17	16	18
Thermique classique	278	293	310	324	333
Total production nette	295	309	327	341	351

Consommation de la branche énergie et écarts statistiques	19	15	15	8	12
--	-----------	-----------	-----------	----------	-----------

Résidentiel	141	149	157	182	186
Tertiaire	58	66	72	68	72
Industrie, transport, agriculture	76	79	84	83	81
Consommation finale	276	294	312	333	340

Source : SDES

annexes

Bilan physique de l'électricité de La Réunion, de 2013 à 2017

Données réelles
En GWh

	2013	2014	2015	2016	2017
Hydraulique	588	446	508	479	429
Éolien	15	16	16	18	14
Photovoltaïque	218	227	238	250	244
Thermique classique	2 151	2 318	2 275	2 356	2 437
Total production nette	2 972	3 007	3 036	3 104	3 124

Consommation de la branche énergie et écarts statistiques	262	240	208	221	241
--	------------	------------	------------	------------	------------

Résidentiel	1 180	1 223	1 245	1 397	1 356
Tertiaire	1 077	1 116	1 139	1 029	1 067
Industrie, transport, agriculture	453	427	445	456	460
Consommation finale	2 710	2 766	2 828	2 882	2 883

Source : SDES

Annexes méthodologiques

ANNEXE 1 : PRINCIPES MÉTHODOLOGIQUES ET SOURCES

Le bilan de l'énergie comprend un bilan physique et un bilan monétaire, établis de manière cohérente entre eux.

Bilan physique

Le bilan physique retrace un équilibre comptable entre les approvisionnements d'une part et les emplois de l'énergie d'autre part. Les approvisionnements sont :

- la production primaire ;
- les importations, nettes des exportations ;
- les variations de stocks (positives pour un déstockage ou négatives pour un stockage) ;
- 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.

La méthodologie du bilan obéit aux recommandations du 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). Sa présentation est alignée sur celle de l'AIE.

La dernière modification, datant de 2017, du règlement européen sur les statistiques énergétiques a notamment étendu aux 5 DOM le périmètre géographique sur lequel portent les données relatives à la France, jusque-là restreint à la France métropolitaine. En cohérence avec les données désormais publiées par Eurostat, le bilan national couvre donc maintenant aussi les DOM (qui font, par ailleurs, l'objet d'un focus spécifique dans la partie 7). Des bilans portant sur la France entière ont ainsi été réalisés à partir de l'année 2011. Les données relatives aux années antérieures restent limitées à la France métropolitaine. Dans le cadre de ce bilan, les transports aériens entre les DOM et la métropole sont comptés comme soutes aériennes internationales.

Du fait de sa prise en compte récente dans le bilan et de l'amélioration progressive de son observation, la série de production de chaleur vendue comporte 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.

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

L'élaboration du bilan physique de l'énergie repose principalement sur l'exploitation de données recueillies par le SDES. Celles-ci sont recueillies d'une part dans le cadre d'enquêtes statistiques annuelles, au sens de la loi de 1951 relative à la statistique publique :

- enquête « Consommations de combustibles et d'énergie non électrique » dans l'industrie sidérurgique ;
- enquête sur les statistiques gazières ;
- enquête sur la production d'électricité ;
- enquête sur le transport et la distribution d'électricité ;
- enquête sur les réseaux de chaleur et de froid, dont la maîtrise d'œuvre est assurée par le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine ;
- enquête sur la consommation d'énergie dans la construction en 2015.

Les données sont recueillies d'autre part dans le cadre de collectes prévues par des textes réglementaires, notamment l'article 179 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte : données locales de consommation d'énergie (dont la collecte est réalisée, pour les produits pétroliers, par le Comité professionnel du pétrole), données mensuelles de conjoncture auprès des acteurs de l'énergie (raffineurs, importateurs, industrie sidérurgique, réseaux de transport et de distribution, etc.), données annuelles sur la pétrochimie.

Ces sources internes au SDES sont complétées par des sources externes. Plusieurs, parmi les plus significatives, sont issues du service statistique public, notamment l'enquête annuelle sur la consommation d'énergie dans l'industrie de l'Insee, l'enquête Logement de l'Insee (pour la consommation de bois des ménages), les statistiques de commerce extérieur du service statistique de la direction générale des douanes et des droits indirects et le réseau d'information comptable agricole du service statistique du ministère de l'agriculture. D'autres proviennent d'organismes extérieurs à la statistique publique, comprenant notamment l'Ademe (pour les déchets), Observ'ER (pour certaines énergies renouvelables thermiques), la CRE (pour le photovoltaïque), la DGDDI (pour les biocarburants), le Citepa (pour la consommation non énergétique de gaz) et des observatoires de l'énergie ultra-marins. Le partage de la consommation de produits pétroliers entre résidentiel et tertiaire est réalisé à partir de données du Ceren, organisme auquel est déléguée la production de certaines statistiques publiques de consommation d'énergie.

Bilan monétaire

Le bilan monétaire décrit les flux en euros associés aux flux énergétiques présentés dans le bilan physique. Il 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).

Le bilan monétaire est établi à partir de l'année 2011 et couvre, pour la première fois dans la présente édition, l'ensemble des principales formes d'énergie faisant l'objet d'échanges marchands (charbon, pétrole, gaz, électricité, chaleur, biocarburants, biométhane, bois). Son champ inclut en particulier les achats informels de bois. En revanche, il exclut l'autoconsommation (notamment de bois), à l'exception de l'électricité autoconsommée par le secteur industriel. Les investissements des consommateurs finaux visant à transformer l'énergie pour leur usage propre (par exemple, chaudières individuelles, pompes à chaleur, chauffe-eau solaires, etc.) sont également hors champ.

La dépense nationale associée à une forme d'énergie correspond à la somme de la valeur de la consommation de cette forme d'énergie à usage final et à usage de production d'autres formes d'énergie. La dépense nationale d'énergie correspond à la somme des valeurs des consommations à usage final seulement des différentes formes d'énergie. Elle est inférieure par construction à la somme des dépenses nationales des différentes formes d'énergie, afin d'éviter des doubles comptes liés aux échanges internes de la branche énergie. Par exemple, le gaz consommé pour produire de l'électricité est comptabilisé dans la dépense nationale de gaz, mais est exclu du calcul de la dépense nationale d'énergie : en effet, *in fine*, le coût correspondant est supporté par les consommateurs d'électricité ; il est donc déjà implicitement pris en compte dans la dépense nationale d'électricité.

Par exception au principe de cohérence entre les bilans physique et monétaire, la dépense des hauts-fourneaux en énergie (nette de la rémunération qu'ils tirent de la revente de gaz de hauts-fourneaux) est considérée dans le bilan monétaire comme une dépense finale, alors que, conformément aux recommandations internationales, la consommation correspondante est considérée comme une consommation de la branche énergie dans le bilan physique.

Du côté des ressources et pour chaque forme d'énergie, le solde entre, d'une part, la dépense totale et, d'autre part, la somme des taxes (nettes des subventions), du solde importateur et des variations de stocks représente la valeur de la production primaire et de marges diverses (de transformation, de transport, de distribution ou de commercialisation suivant les cas). Suivant les sources disponibles par énergie, une désagrégation plus ou moins fine de ces différents éléments est disponible. Concernant les carburants contenant une part bio et une part non-bio (issue de produits pétroliers), il est fait le choix, par convention, d'affecter la totalité des taxes et des marges de distribution aux carburants pétroliers. Par ailleurs, la dépense de gaz pour le transport n'est

pas estimée faute d'observer son prix ; elle est agrégée avec celle du secteur tertiaire.

L'élaboration du bilan monétaire s'appuie notamment sur les sources suivantes, outre celles mobilisées pour établir le bilan physique :

- l'enquête semestrielle sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité du SDES ;
- l'enquête sectorielle annuelle de l'Insee sur le champ du transport ;
- diverses informations issues de documents budgétaires de RTE, d'Enedis, de GRTgaz, de Teréga, de Storengy et de la Commission de régulation de l'énergie ;
- les prix de marché de gros du gaz observés aux PEG ;
- l'enquête mensuelle sur les prix des produits pétroliers (Insee) ;
- la base sur les prix de vente de produits pétroliers de la DGEC ;
- l'enquête trimestrielle réalisée par le CEEB sur les prix du bois-énergie ;
- l'enquête annuelle sur les prix des combustibles bois réalisée par CODA Stratégies pour le compte de l'Ademe.

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.

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).

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.

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 supposé de 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 à usage résidentiel	1 stère	6,17	0,147
Bois à usage professionnel	1 tonne	10,76	0,257
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 2017, 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 l'édition précédente 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_{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 1990-2017 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 calogènes 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 2017. 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 calogènes 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	2017		
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	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	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	0,1	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	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	0,8	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	4,9	4,7	4,5	4,4	4,4	4,5	4,4	4,5	4,6	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	2,6	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	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	
	Pertes sur le réseau	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	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	3,3		
	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	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	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	0,2	0,3	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	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	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	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	0,5	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	0,0	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	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	0,6	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	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	17,8		
	Consommation primaire	18,0	18,2	18,3	18,4	18,6	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	20,0	20,1	20,2		

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. 4,0 Mtep) en 2017.

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

Ademe	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
APU	administrations publiques
ARA	Anvers, Rotterdam, Amsterdam
Arenh	accès régulé à l'électricité nucléaire historique
CAF	coût, assurance, fret
CCCG	centrales à cycle combiné au gaz
CCG	cycle combiné au gaz
CEEB	Centre d'études de l'économie du bois
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
CPSSP	taxe affectée au stockage des produits pétroliers
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	contribution au service public de l'électricité
CTA	contribution tarifaire d'acheminement
CVC	corrigé des variations climatiques
DOM	Département d'outre-mer
DGDDI	Direction générale des douanes et des droits indirects
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DJU	degrés-jours unifiés
EDF	Électricité de France
ELD	entreprises locales de distribution
EnR	énergie renouvelable
FAB	franco à bord
FFA	Fédération française de l'acier
FOD	fioul domestique
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
ISBLSM	institution sans but lucratif au service des ménages
MBtu	million de <i>British thermal units</i>
Mt	million de tonnes
Mtep	million de tonnes équivalent pétrole
NAF	nomenclature d'activités française
NBP	<i>National Balancing Point</i>
n.d.	non disponible
OA	obligation d'achat
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
Opep	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OREC	Observatoire régional de l'énergie et du climat de la Guadeloupe
PEG	point d'échange de gaz
PCI	pouvoir calorifique inférieur
PCS	pouvoir calorifique supérieur
PIB	produit intérieur brut
PIR	point d'interconnexion du réseau
Rica	Réseau d'information comptable agricole
RTE	Réseau de transport d'électricité

annexes

SARA	Société anonyme de la raffinerie des Antilles
SDES	service de la donnée et des études statistiques
SEI	systèmes énergétiques insulaires
Sifim	services d'intermédiation financière indirectement mesurés
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 %
STEP	stations de transfert d'énergie par pompage
TGAP	taxe générale sur les activités polluantes
TICPE	taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
TICFE	taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
TICGN	taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel
TIGF	Transport et infrastructures gaz France
TLCFE	taxes locales sur la consommation finale d'électricité
TSC	taxe spéciale de consommation
Turpe	tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UIOM	unité d'incinération des ordures ménagères
ZNI	zones non interconnectées au réseau d'électricité métropolitain continental

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 « Énergie » (<http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie-0>). 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 2017, parue en avril 2018 ;
- « L'activité de la pétrochimie en France métropolitaine », Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2017, parue en octobre 2018 ;
- « Les énergies renouvelables en France – suivi de la directive 2009/28/CE », Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2017, parue en octobre 2018 ;
- « Les ventes de produits pétroliers en France », Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2017, parue en novembre 2018 ;
- « Les prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne », Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2017, parue en octobre 2018 ;
- « Les dépenses publiques de R&D en énergie », Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2017, parue en février 2019 ;
- « Chiffres clés de l'énergie », Datalab, dernière édition parue en septembre 2018 ;
- « Chiffres clés des énergies renouvelables », Datalab, dernière édition parue en mai 2018 ;
- « Chiffres clés du climat », Datalab, dernière édition parue en novembre 2018.

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 2018

- « Les facteurs d'évolution des émissions de CO2 liées à l'énergie en France de 1990 à 2016 », Datalab, août 2018.
- « Bilan physique et monétaire du charbon 2011-2015 », Datalab, janvier 2018.
- « Bilan physique et monétaire du gaz naturel 2011-2016 », Datalab, juillet 2018.
- « Bilan physique et monétaire du pétrole et des biocarburants 2011-2016 », Datalab, décembre 2018.

Par ailleurs, la DGEC 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 (<https://www.ecologique-solidaire.gouv.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 : février 2019

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

Coordination éditoriale : Amélie Glorieux-Freminet

Maquettage et réalisation : Chromatiques, Paris



Le taux d'indépendance énergétique recule d'un demi-point en 2017, à 53 %. En effet, la production primaire baisse en raison du repli de la consommation nucléaire et hydraulique, tandis que la consommation primaire est stable. Corrigée des variations climatiques, celle-ci croît légèrement, tirée par la hausse de la consommation finale de 1,5 %. Cette dernière augmente notamment dans les transports, malgré la baisse de la consommation de gazole, dans le tertiaire et dans le résidentiel, à climat constant. En revanche, elle continue à baisser dans l'industrie. Les ménages, entreprises et administrations ont, au total, dépensé 154 Md€ pour leur consommation d'énergie, dont 69 Md€ correspondent à la rémunération d'activités nationales, 50 Md€ aux taxes et 35 Md€ aux importations nettes de produits énergétiques. L'énergie représente 8,5 % du budget des ménages. Cette part augmente de 0,2 point en 2017, en raison principalement de la hausse des prix des carburants. Le bouquet énergétique des départements d'outre-mer reste dominé par les énergies fossiles.

Bilan énergétique de la France pour 2017



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