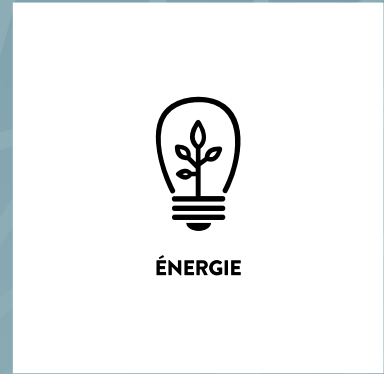


D

A



T

A

L

A

B

Commissariat général au développement durable

Bilan énergétique de la France pour 2018

JANVIER 2020

sommaire

Bilan énergétique de la France pour 2018

- 4 - Avant-propos
- 5 - Les prix de l'énergie
- 25 - L'approvisionnement énergétique de la France
- 43 - Transformation, transport et distribution d'énergie en France
- 61 - La consommation d'énergie par forme d'énergie en France
- 85 - La consommation d'énergie par secteur ou usage en France
- 105 - Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie
- 110 - Données clés
- 113 - Annexes

Document édité par :
**Le service des données
et études statistiques (SDES)**

*Chiffres arrêtés au 09 décembre 2019.
L'arrondi de la somme n'est pas toujours égal à la somme des arrondis.*

pilotage



contributeurs



avant-propos



Le bilan énergétique de la France vise à répondre à deux principales questions : Comment la France s'approvisionne-t-elle en énergie ? Qui consomme quoi ? Son volet physique, qui existe depuis 1982, obéit désormais parfaitement aux recommandations de l'Agence internationale de l'énergie et d'Eurostat. Son volet monétaire, plus récent et plus original au plan international, fournit notamment une dépense nationale en énergie. Cette dernière est, d'une part, ventilée par secteur consommateur et, d'autre part, décomposée suivant ses bénéficiaires (importateurs, producteurs nationaux ou administrations publiques via la fiscalité), permettant ainsi d'éclairer la formation des prix.

— **Sylvain Moreau**

CHEF DU SERVICE DES DONNÉES ET ÉTUDES STATISTIQUES

partie 1

Les prix de l'énergie

— Les ménages paient en moyenne l'énergie 10 % plus cher en 2018 qu'en 2017. La hausse est particulièrement élevée pour les énergies fossiles, notamment le gazole, les supercarburants, le fioul et le gaz naturel. Elle est tirée par l'augmentation des cours internationaux et résulte, dans une moindre mesure, de la hausse de la fiscalité. Le prix de l'électricité, quant à lui, augmente modérément pour les ménages. Il augmente plus fortement pour l'industrie, mais est en revanche stable pour le secteur tertiaire.



1.1 Les prix de l'énergie augmentent significativement en 2018

Dans un contexte d'inflation générale des biens et services de 1,8 %, les ménages paient en moyenne l'énergie 10 % plus cher en 2018 qu'en 2017 (figure 1.1.1). La hausse est plus élevée pour les carburants (+ 14 %) que pour l'énergie du logement (+ 7 %). Elle est tirée par la remontée des cours internationaux des énergies fossiles et, dans une moindre mesure, par la hausse de la fiscalité. Les prix du gazole et des supercarburants croissent ainsi respectivement de 17 % et 9 % (cf. 1.2). Concernant l'énergie utilisée pour le logement, le fioul domestique et le gaz naturel (cf. 1.3) connaissent aussi des hausses de prix très marquées, tandis que celle de l'électricité est plus modérée (cf. 1.7).

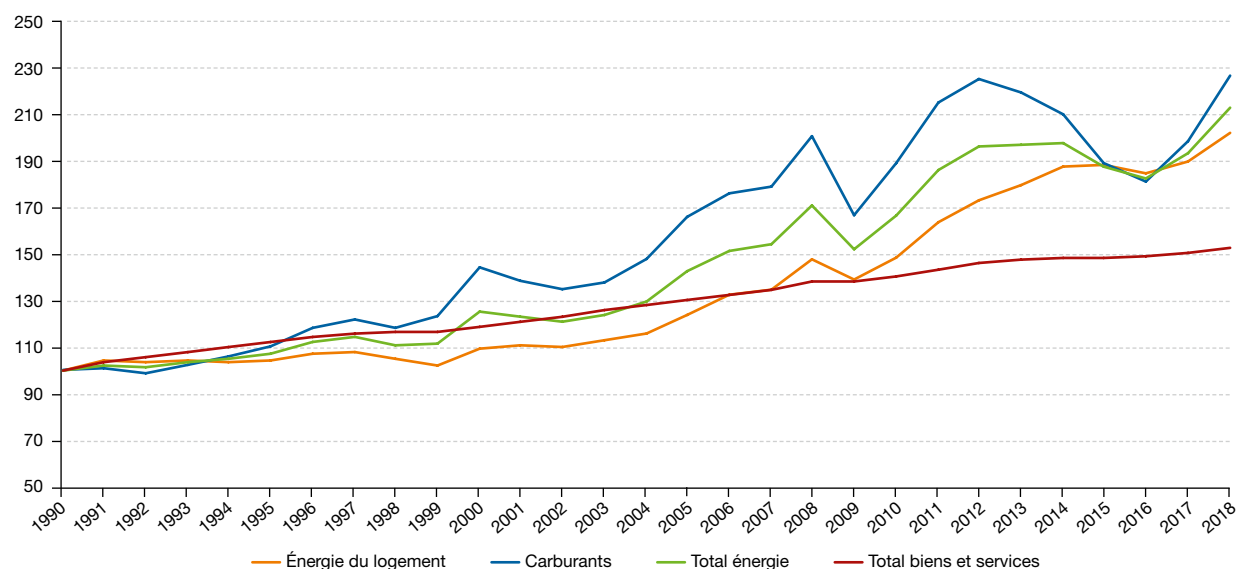
Sur longue période, l'énergie reste un bien plus onéreux que par le passé pour les ménages. Son prix a augmenté de 2,7 % par an en moyenne depuis 1990, en euros courants, alors que l'inflation générale annuelle ne s'est élevée qu'à

1,5 % sur la période. Les prix des carburants ont crû globalement dans une proportion un peu plus élevée que ceux de l'énergie résidentielle depuis 1990, 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. Celui des carburants retrouve aujourd'hui un niveau similaire à celui atteint au début de la décennie.

L'industrie fait face, quant à elle, à des hausses de prix importantes en 2018 pour les principales formes d'énergie : + 4 % pour l'électricité, + 9 % pour le gaz naturel, + 24 % pour le fioul lourd. Seul le prix du charbon pour les hauts-fourneaux est globalement en baisse (cf. 1.4). Le secteur tertiaire bénéficie, quant à lui, d'une quasi-stabilité des prix de l'électricité, mais subit une hausse encore plus élevée de celui du gaz naturel, de 12 %.

Figure 1.1.1 : prix à la consommation

Indice base 100 en 1990



Sources : Insee ; calculs SDES

1.2 Des prix du pétrole brut et raffiné en forte hausse en 2018

1.2.1 PRIX DU PÉTROLE BRUT

Cours du pétrole brut

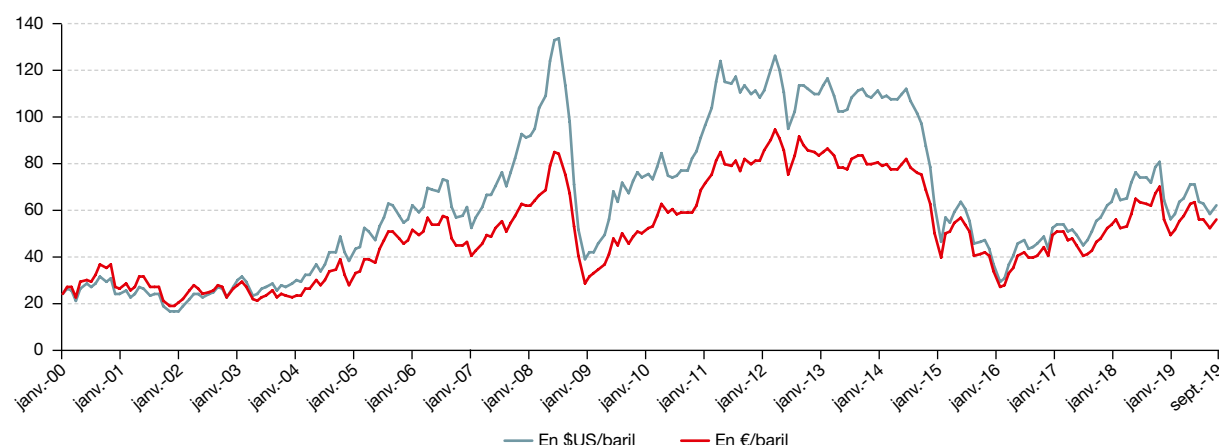
Première énergie dans le mix énergétique mondial, le pétrole joue un rôle majeur dans l'économie internationale. Il fait ainsi l'objet de nombreuses transactions physiques ainsi que d'échanges d'intentions d'achat ou de vente futures, sur des marchés organisés ou de gré à gré. Il existe diverses qualités 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.

À la suite notamment du retrait des États-Unis de l'accord sur le nucléaire iranien, le cours du *Brent* a atteint un niveau

qui n'avait pas été observé depuis quatre ans en octobre 2018, à 81 \$ le baril (figure 1.2.1.1). Néanmoins, et malgré l'entrée en vigueur des sanctions américaines contre l'Iran et la décision de l'Arabie saoudite de ralentir sa production, celui-ci a très fortement chuté ensuite, pour s'établir à 57 \$ en moyenne en décembre. L'augmentation de l'offre en provenance des États-Unis, les exemptions accordées à certains pays concernant le pétrole iranien et les perspectives défavorables sur la croissance mondiale expliquent cette baisse. Calculé en moyenne sur l'ensemble de l'année 2018, le cours du *Brent* s'est établi toutefois à 71 \$, en forte hausse, de 31 %, par rapport à l'année précédente. Cette progression est atténuée lorsque les cours sont exprimés en euros (+ 25 %), du fait du renchérissement de ce dernier vis-à-vis du dollar. Sur les premiers mois de l'année 2019, l'action concertée de réduction de la production de pétrole associant l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) et la Russie maintient le cours du *Brent* entre environ 60 et 70 \$, malgré une faible croissance de la demande mondiale.

Figure 1.2.1.1 : cours moyen mensuel du baril de *Brent* daté

En dollars et en euros courants



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

partie 1 : les prix de l'énergie

Prix du pétrole brut importé

Le prix du brut importé par les raffineurs français est proche du cours moyen du *Brent* daté (*figure 1.2.1.2*). Il s'est ainsi élevé en moyenne à 449 €/tep en 2018 (soit 72 \$ le baril), en hausse de 26 % sur un an.

Figure 1.2.1.2 : prix moyen à l'import du pétrole brut*

En euros par tep

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Importations	588	639	607	551	355	291	357	449

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

1.2.2 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 2018, la France a importé des produits raffinés à un prix moyen de 544 €/tep (*figure 1.2.2.1*). Ce prix reflète principalement celui des importations de gazole et fioul domestique (554 €/tep), majoritaires dans les achats français de produits raffinés et, dans une moindre mesure, celui des importations de kérosène (569 €/tep). Le prix moyen des exportations françaises s'est élevé, quant à lui, à 617 € par tep pour l'ensemble des produits raffinés (667 €/tep pour les produits non énergétiques ; 525 €/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 augmentent pour la deuxième année consécutive en 2018, après avoir très fortement baissé entre 2012 et 2016 dans le sillage du pétrole brut, tant à l'importation qu'à l'exportation.

Figure 1.2.2.1 : prix moyens des produits raffinés à l'importation et à l'exportation

En euros par tep

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Importations	635	724	682	622	454	379	456	544
dont gazole/fioul domestique	674	759	711	649	463	381	457	554
jet kérosène	649	764	721	671	473	373	458	569
gaz de pétrole liquéfié (GPL)	528	595	533	440	303	270	341	364
fioul lourd	554	621	580	537	359	287	365	427
produits non énergétiques*	717	744	705	670	514	456	521	607
Exportations	698	780	737	691	506	451	542	617
dont gazole/fioul domestique	671	724	702	679	444	369	435	535
supercarburants	651	751	704	643	464	384	467	525
fioul lourd	481	543	506	448	264	201	289	374
produits non énergétiques*	827	897	801	765	603	557	635	667

* Naphta, bitumes, lubrifiants.

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

partie 1 : les prix de l'énergie

1.2.3 PRIX À LA CONSOMMATION

Les prix à la consommation des produits pétroliers augmentent en 2018, du fait de la hausse des prix à la production et, dans une moindre mesure, de la poursuite de l'augmentation de la taxation du CO₂ (figure 1.2.3.1). Le prix moyen à la consommation du gazole s'élève à 1,44 €/l en 2018 (hors régimes fiscaux dérogatoires). Il reste inférieur à ceux du supercarburant sans plomb 98 (SP98, 1,57 €/l), du supercarburant sans plomb 95 (SP95, 1,50 €/l) et du

supercarburant sans plomb 95 comprenant entre 5 et 10 % de bioéthanol (SP95-E10, 1,48 €/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, butane ou propane) 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 1.2.3.1 : prix à la consommation des principaux produits pétroliers (biocarburants inclus)

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gazole (€/l)	HTT	0,63	0,41	0,53	0,68	0,74	0,69	0,63	0,48	0,41	0,48	0,59
	HTVA	1,06	0,84	0,96	1,12	1,17	1,13	1,07	0,96	0,92	1,03	1,20
	TTC	1,27	1,00	1,14	1,34	1,40	1,35	1,29	1,15	1,11	1,23	1,44
SP98 (€/l)	HTT	0,56	0,43	0,55	0,67	0,75	0,72	0,67	0,55	0,49	0,54	0,62
	HTVA	1,16	1,04	1,16	1,29	1,35	1,33	1,29	1,18	1,14	1,20	1,31
	TTC	1,39	1,24	1,38	1,54	1,62	1,59	1,54	1,41	1,36	1,44	1,57
SP95-E10 (€/l)	HTT	-	-	-	-	-	0,65	0,62	0,49	0,44	0,49	0,56
	HTVA	-	-	-	-	-	1,26	1,23	1,12	1,07	1,13	1,24
	TTC	-	-	-	-	-	1,51	1,48	1,35	1,28	1,35	1,48
SP95 (€/l)	HTT	0,53	0,40	0,52	0,64	0,71	0,67	0,62	0,50	0,44	0,49	0,56
	HTVA	1,13	1,01	1,12	1,25	1,31	1,28	1,24	1,13	1,09	1,15	1,25
	TTC	1,36	1,21	1,34	1,50	1,57	1,54	1,48	1,35	1,30	1,38	1,50
Fioul domestique (€/l)	HTT	0,64	0,42	0,54	0,69	0,75	0,72	0,66	0,51	0,44	0,50	0,60
	HTVA	0,70	0,48	0,60	0,74	0,81	0,78	0,72	0,59	0,53	0,62	0,76
	TTC	0,84	0,57	0,71	0,89	0,97	0,93	0,86	0,71	0,64	0,74	0,91
Gazole non routier (€/l)	HTT	-	-	-	-	-	-	0,64	0,50	0,42	0,49	0,59
	HTVA	-	-	-	-	-	-	0,73	0,61	0,55	0,64	0,78
	TTC	-	-	-	-	-	-	0,88	0,73	0,66	0,77	0,93
Gaz de pétrole liquéfié - carburant (€/l)	HTT	0,58	0,51	0,55	0,65	0,68	0,67	0,65	0,58	0,51	0,53	0,57
	HTVA	0,64	0,57	0,61	0,71	0,74	0,73	0,71	0,66	0,59	0,62	0,68
	TTC	0,76	0,68	0,73	0,85	0,88	0,87	0,86	0,79	0,71	0,74	0,82
Gaz propane liquéfié PCI* (€/MWh)	HTVA	103	89	95	109	117	111	111	105	99	110	119
	TTC	123	107	114	131	140	133	134	126	119	132	143
Gaz butane (bouteille de 13 kg en €)	HTVA	24,0	23,5	23,5	25,2	26,5	27,5	27,2	27,1	26,7	26,4	27,5
	TTC	28,6	28,1	28,1	30,2	31,8	32,9	32,6	32,5	32,0	31,7	33,0
Fioul lourd à très basse teneur en soufre (TBTS) (€/t)	HTT	383	298	393	505	582	533	496	327	276	358	421
	HTVA	402	317	411	523	601	552	517	372	345	453	560

* PCI : pouvoir calorifique inférieur.

Note : le prix hors toutes taxes (HTT) comprend le coût de la matière première et les coûts de raffinage, de stockage et de transport-distribution. Le prix HTVA est obtenu après application du taux normal de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), majorations régionales incluses, au prix HTT.

Le prix toutes taxes comprises (TTC) des carburants et du fioul domestique correspond au prix acquitté par les consommateurs. Il s'agit du prix HTT auquel s'ajoutent notamment la TICPE et la TVA.

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

1.3 Les prix du gaz pour les consommateurs rebondissent

1.3.1. PRIX DE GROS DU GAZ NATUREL

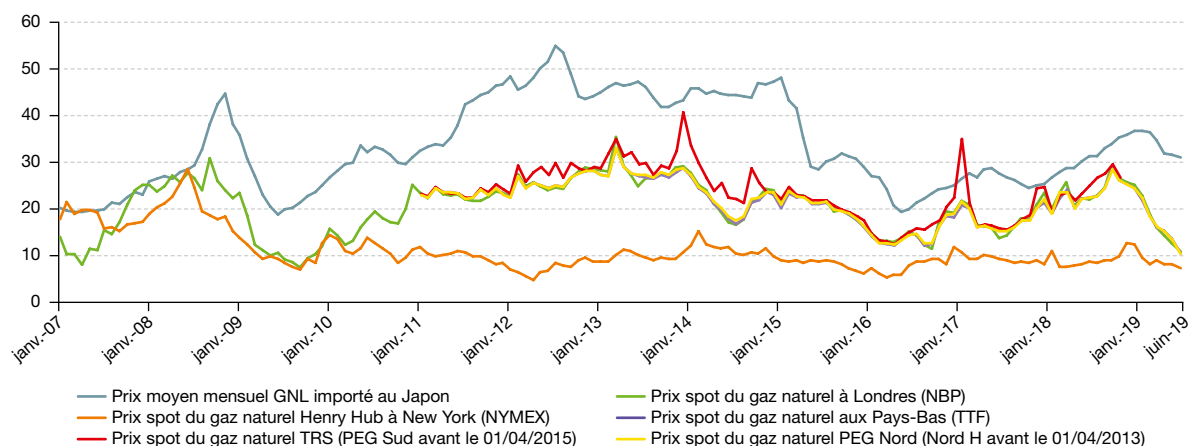
Le gaz naturel s'échange de gré à gré, en général via des contrats de long terme pouvant s'étendre sur plusieurs dizaines d'années, ou bien sur des marchés organisés, au comptant ou à terme. Moins dense et moins aisément transportable que le pétrole, le gaz naturel nécessite des infrastructures plus 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 1.3.1.1). 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 des Pays-Bas (*Title Transfer Facility*, TTF) est l'un des principaux prix de référence pour le marché continental européen. Il s'élève en moyenne à 22,9 €/MWh (en pouvoir calorifique supérieur) en 2018, contre 17,4 €/MWh l'année précédente. Le prix sur le marché spot de Londres (*National Balancing Point*, NBP), qui garde une place importante aux côtés du TTF pour les échanges de gaz, connaît la même évolution, passant de 17,6 €/MWh à 23,3 €/MWh. Après avoir atteint en cours d'année 2016 son plus bas niveau depuis le début de la décennie, le prix du gaz naturel est remonté en 2017, tiré par les tensions sur le marché de l'électricité et la hausse des cours du charbon. Cette tendance à la hausse s'est poursuivie sur les trois premiers trimestres 2018, avant de baisser fortement et de manière quasi continue depuis. La conjonction d'une offre plus abondante que prévue, avec la mise en route de nouvelles capacités de production de gaz naturel liquéfié, et d'une demande mondiale en croissance moins forte explique cette chute. À la fin de l'été 2019, le cours du gaz NBP est ainsi passé sous la barre des 10 €/MWh, un niveau qui n'avait pas été observé depuis 2009.

Figure 1.3.1.1 : 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 France, les échanges se matérialisaient jusqu'en novembre 2018 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)). Depuis, les deux zones ont fusionné en un PEG, commun aux deux gestionnaires de transports GRTgaz et Teréga. La bourse du gaz pour le marché français est gérée par *Powernext*. En 2018, le prix spot du gaz naturel s'élève en moyenne à 22,90 €/MWh sur le PEG Nord, 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 de 2014 à 2016 à la suite de l'effondrement des cours du pétrole, les prix auxquels la France a acheté du gaz naturel ont réaugmenté en 2017 et en 2018 (+ 22 % sur un an), pour s'élever à 21 €/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 similaires (figure 1.3.1.2).

Figure 1.3.1.2 : prix moyen à l'importation et à l'exportation du gaz naturel

En €/MWh PCS*

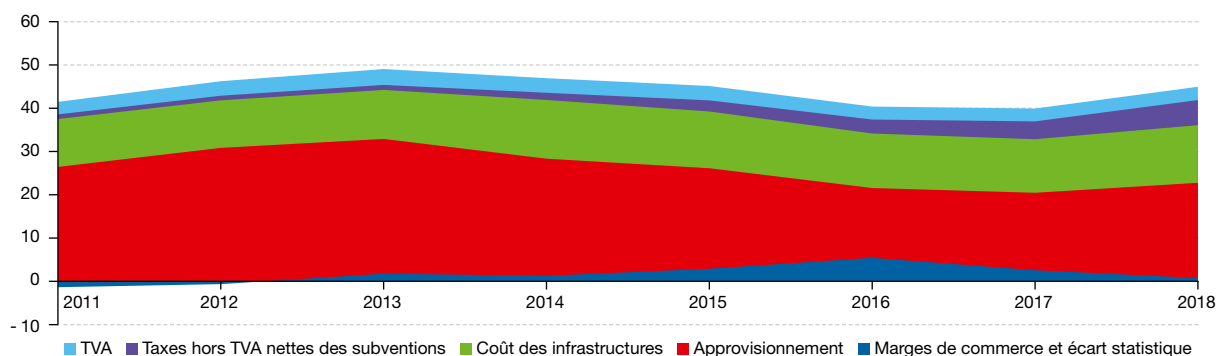
	2014	2015	2016	2017	2018
Importations	26	23	16	17	21
Exportations	26	22	16	17	21

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

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

Figure 1.3.2.1 : décomposition du prix moyen du gaz naturel

En €/MWh PCS*



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES

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 102 €/MWh en 2018 (figure 1.3.1.3).

Figure 1.3.1.3 : tarif d'achat moyen du biométhane injecté dans le réseau

En €/MWh PCS*

	2014	2015	2016	2017	2018
Tarif d'achat	102,4	108,2	101,7	99,5	102,2

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : CRE

1.3.2 PRIX À LA CONSOMMATION DU GAZ NATUREL

En 2018, le gaz a été payé en moyenne 41,5 €/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 44,6 €/MWh, en hausse de 13 % par rapport à 2017. Il rebondit ainsi nettement après quatre années de baisse consécutives, mais reste sensiblement inférieur à son niveau maximal atteint en 2013. 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 méthaniens, du transport, du stockage et de la distribution) - (cf. 3.2), les taxes nettes des subventions et les marges de commerce (incluant un écart statistique) - (figure 1.3.2.1).

partie 1 : les prix de l'énergie

Le coût d'approvisionnement, essentiellement lié au prix des importations, rebondit fortement en 2018, à 21,8 €/MWh, contre 17,8 €/MWh en 2017. Ce rebond est toutefois compensé presque pour moitié par la baisse des marges (0,7 €/MWh en 2018, contre 2,5 €/MWh en 2017), ce qui s'explique probablement par des délais dans la répercussion du coût d'approvisionnement dans les prix de détail. 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 fragile l'estimation de leur solde.

Le coût lié à l'utilisation des infrastructures augmente de 8 % en 2018, à 13,2 €/MWh, en lien, pour la distribution et le transport, avec les évolutions de tarifs décidées par la Commission de régulation de l'énergie en 2017 et 2018, dans le contexte par ailleurs de la réforme de la régulation du stockage entrée en vigueur en 2018. Ce coût est imputable à hauteur de 54 % à la distribution, 28 % au transport, 11 % au stockage et 7 % aux terminaux méthaniers.

Les taxes hors TVA représentent en moyenne 5,9 €/MWh en 2018, dont 5,1 €/MWh pour la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) et 0,8 €/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 0,1 €/MWh en 2018 et sont exclusivement liées aux subventions au biométhane, le tarif spécial de solidarité gaz dont bénéficiaient des ménages en situation de précarité ayant été remplacé par le chèque énergie début 2018.

Les prix du gaz sont hétérogènes entre catégories de clients. En général, ils décroissent 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 1.3.2.2). En 2018, le prix moyen hors TVA s'élève ainsi à 66,4 €/MWh (dont 10,9 €/MWh de taxes) dans le secteur résidentiel, contre 44,8 €/MWh (dont 6,0 €/MWh de taxes) dans le tertiaire, 28,2 €/MWh (dont 2,6 €/MWh de taxes) dans l'industrie et 22,8 €/MWh (dont 0,5 €/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.

Le prix du gaz est orienté à la hausse pour tous les secteurs en 2018, de 9 % pour l'industrie, 12 % pour le résidentiel, 13 % pour le tertiaire et 22 % pour la branche énergie. Ces hausses s'expliquent principalement par celle du coût d'approvisionnement et, dans une moindre mesure, par celles de la fiscalité et des coûts d'utilisation des infrastructures.

Figure 1.3.2.2 : prix moyens du gaz naturel par secteur
En €/MWh PCS*

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Branche énergie	26,3	26,7	30,1	25,7	23,3	18,9	18,7	22,8
Production d'électricité ou chaleur	26,4	26,9	30,3	26,2	23,5	18,9	18,8	22,9
Branche énergie hors transformation	26,0	26,1	29,5	24,7	22,5	18,4	18,3	22,4
Consommation finale à usage énergétique HTVA	41,8	46,6	48,2	46,9	46,2	42,8	42,9	47,2
Agriculture	37,7	41,2	42,2	42,7	40,6	36,1	34,7	35,5
Industrie	29,8	32,5	33,7	31,7	30,4	26,5	25,9	28,2
Tertiaire et transports	41,5	45,5	46,8	45,3	42,8	40,4	39,7	44,8
Résidentiel HTVA	52,3	57,9	60,3	62,9	62,4	58,0	59,0	66,4
Résidentiel TTC	61,3	67,6	70,7	73,6	73,0	67,7	68,9	76,8
Consommation finale à usage non énergétique	25,4	25,2	28,8	24,0	21,3	18,4	18,0	22,3
Tous secteurs hors TVA	38,2	42,5	45,0	43,2	41,4	37,0	36,6	41,5
Tous secteurs avec TVA**	41,1	45,8	48,6	46,5	44,7	40,0	39,6	44,6

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

** TVA incluse pour le résidentiel uniquement.

Source : calculs SDES

1.4 Des évolutions contrastées du prix du charbon entre secteurs

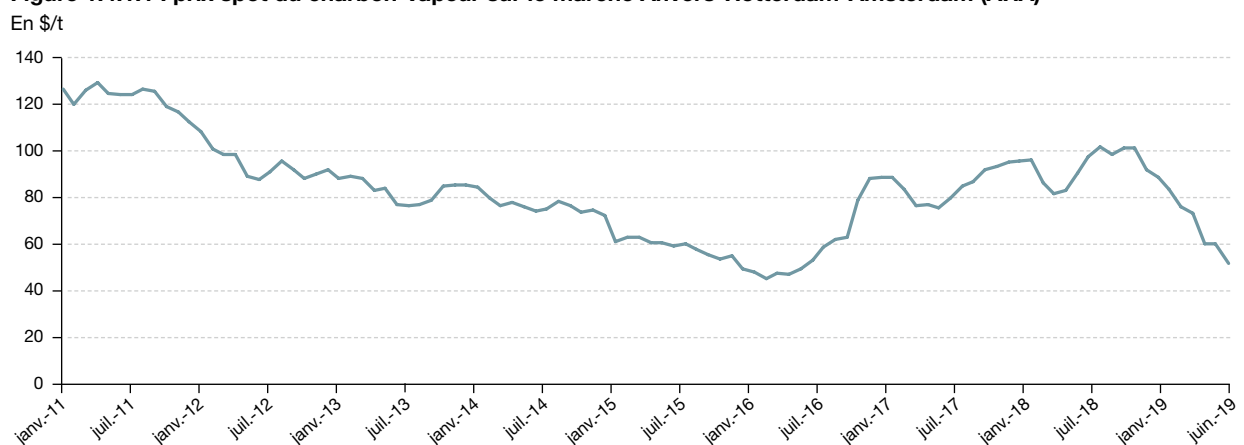
1.4.1 PRIX DE GROS DU CHARBON

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.

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 (figure 1.4.1.1). Cette chute est notamment liée au développement de l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis et à son utilisation pour la production électrique au détriment du charbon ainsi qu'au repli de la demande de charbon en Chine. Ce repli peut lui-même s'expliquer par le ralentissement de la croissance

économique de la Chine et sa diversification énergétique progressive. La tendance s'est toutefois inversée à partir du printemps 2016, le prix du charbon-vapeur dépassant le seuil de 100 \$/t au milieu de l'année 2018. 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. Néanmoins, la chute drastique et quasi continue des cours du gaz depuis le dernier trimestre 2018 (cf. 1.3) a poussé le prix du charbon fortement à la baisse, le gaz et le charbon étant en concurrence pour la production d'électricité dans la plupart des pays émergents. Ainsi, en juin 2019, le cours du charbon-vapeur est tombé à 50 \$ la tonne.

Figure 1.4.1.1 : prix spot du charbon-vapeur sur le marché Anvers-Rotterdam-Amsterdam (ARA)



Note : le prix du charbon-vapeur est un prix coût, assurance et fret inclus (CAF).
Source : ICE (Intercontinental Exchange)

partie 1 : les prix de l'énergie

partie 1 : les prix de l'énergie

Le charbon est principalement importé sous forme primaire en France et son prix moyen s'est élevé à 139 €/t en 2018 (figure 1.4.1.2). Il augmente légèrement sur un an (+ 5 %), répercutant l'évolution globalement à la hausse des prix spot sur les marchés internationaux entre 2017 et 2018. Des quantités moindres de charbon dérivé, essentiellement du

coke, ont été importées à un prix plus élevé (294 €/t), également en augmentation sur un an (+ 18 %). Les prix à l'exportation du charbon primaire et du charbon dérivé, qui concernent des quantités beaucoup plus faibles, ont connu également de fortes hausses, avec un prix moyen atteignant 279 €/t, soit plus du double qu'en 2017.

Figure 1.4.1.2 : 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	2018
Importations	138	132	101	96	93	87	132	139
Charbon primaire	127	127	97	91	88	83	128	129
Charbon dérivé	318	269	218	205	215	201	251	294
Exportations	189	151	75	101	100	80	121	279
Charbon primaire	113	133	70	78	84	57	117	221
Charbon dérivé	302	196	166	214	193	158	159	298

Source : DGDDI

1.4.2 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 166 €/t en moyenne en 2018, en baisse de 6 % sur un an (figure 1.4.2.1). De manière générale, il est 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 78 €/t en moyenne en 2018, contre 82 €/t en 2017. Les prix pour les autres consommateurs (industrie hors sidérurgie, résidentiel et tertiaire) se sont élevés en moyenne à respectivement 137 €/t (en hausse de 10 % sur un an) et 314 €/t (en hausse de 19 % 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 1.4.2.1 : prix moyens à la consommation du charbon primaire et du charbon dérivé par secteur

En €/t

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Consommation filière fonte	250	227	168	143	143	147	208	202
Charbon primaire	194	180	129	110	104	101	177	166
Charbon dérivé	351	321	250	213	223	244	275	277
Énergie (hors filière fonte)	81	86	74	72	69	69	82	78
Charbon primaire	81	86	74	72	69	69	82	78
Consommation finale totale	173	160	151	145	130	128	151	171
Charbon primaire	137	126	117	112	104	109	125	137
Charbon dérivé	320	274	264	232	218	202	263	314

Source : calculs SDES

1.5 Des prix du bois assez stables en 2018

1.5.1 PRIX DES IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS

En 2018, les prix moyens à l'importation et à l'exportation du bois-énergie s'élevaient respectivement à 32 €/MWh et 29 €/MWh (figure 1.5.1.1). Bien que les prix à l'importation restent supérieurs à ceux à l'exportation, l'écart entre ces derniers se réduit depuis plusieurs années.

Ainsi, les prix à l'importation ont diminué de 12 % depuis 2014, en raison notamment d'un recul des prix à l'importation du bois en rondins ou en bûches. À l'inverse, les prix à l'exportation ont progressé de 21 %, du fait notamment d'une hausse des exportations françaises de granulés et d'un accroissement des prix des granulés à l'exportation.

Figure 1.5.1.1 : prix moyens du bois-énergie à l'importation et à l'exportation

En €/MWh

	2014	2015	2016	2017	2018
Importations	37	36	33	32	32
Exportations	24	27	27	28	29

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

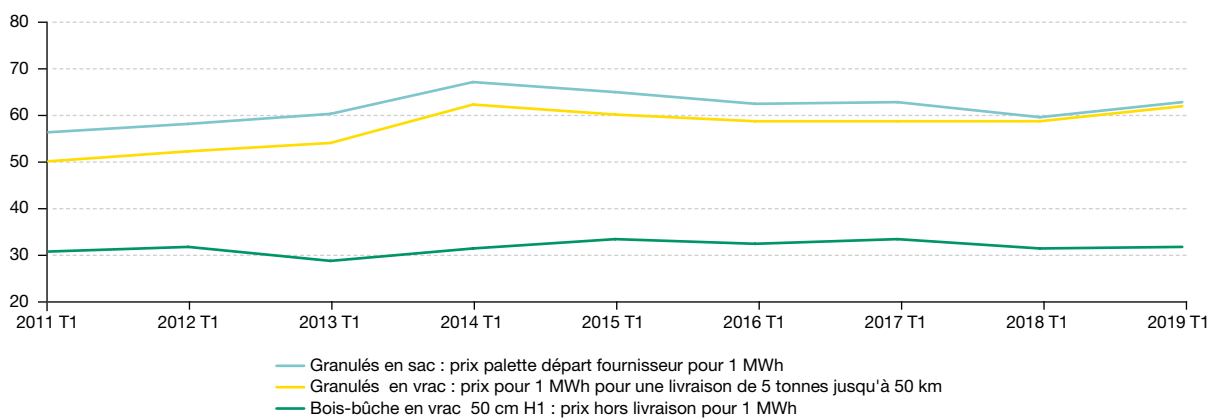
1.5.2 PRIX POUR LE RÉSIDENTIEL

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 32 €/MWh (figure 1.5.2.1) au premier trimestre 2018 (ainsi qu'au premier trimestre 2019), 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 2018, le prix des granulés en vrac (livraison comprise) s'élève à 59 €/MWh (et 63 €/MWh au premier trimestre 2019) et celui des granulés en sac (prix d'une palette départ fournisseur) à 60 €/MWh (et 63 €/MWh au premier trimestre 2019).

Figure 1.5.2.1 : prix TTC du bois-énergie : circuits commerciaux

En €/MWh



Sources : enquête CEEB-Insee-Agrete, calculs SDES

partie 1 : les prix de l'énergie

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 diminution en 2017, les prix du bois-bûche n'ont guère évolué au cours de l'année 2018. 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 jardinerie tend à peser sur les prix et contribue au rapprochement du prix du vrac et du prix en sac.

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 35 €/MWh en 2018, contre 31 €/MWh en 2013. Cette hausse résulte de plusieurs facteurs, dont le

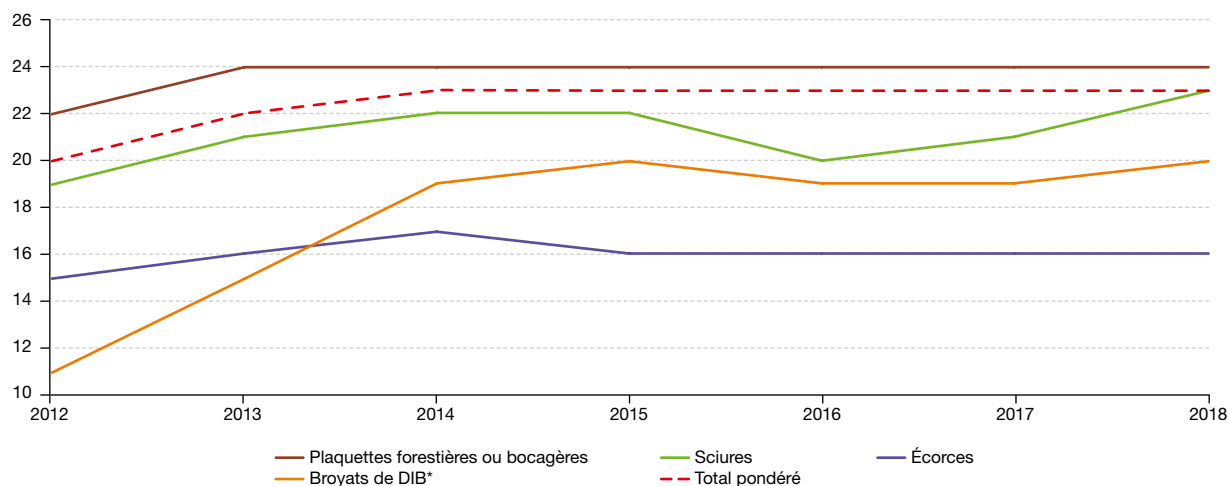
poids croissant des granulés dans la consommation des ménages en bois-énergie.

1.5.3 PRIX POUR LES PROFESSIONNELS

D'après l'étude CODA Stratégies réalisée pour le compte de l'Ademe, le prix moyen des combustibles bois pour les professionnels, livraison comprise, a progressé jusqu'en 2014 et s'est stabilisé depuis à environ 23 €/MWh (figure 1.5.3.1). 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.

Figure 1.5.3.1 : prix HTVA des combustibles bois avec livraison pour les chaufferies professionnelles

En €/MWh



* DIB : déchets industriels banals.

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

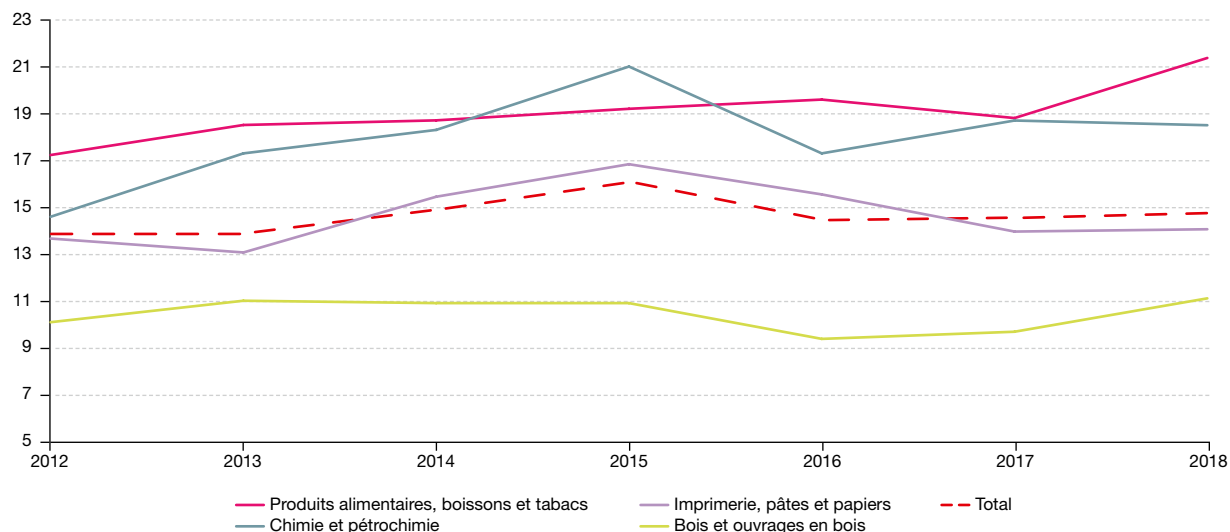
Sources : Ademe, enquête Basic 2000 pour 2012, estimation CODA Stratégies à partir du CEEB pour 2013-2018

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 (11 €/MWh en 2018) que dans le secteur des produits alimentaires, boissons et tabacs et celui de la chimie et pétrochimie (respectivement

21 €/MWh et 18 €/MWh en 2018) - (figure 1.5.3.2). Le prix moyen dans l'ensemble de l'industrie manufacturière s'élève à 15 €/MWh en 2018. En hausse régulière de 2012 à 2015, ce prix moyen baisse ensuite en 2016, puis remonte légèrement en 2017 et 2018, à un niveau supérieur à 2012 (+ 7 % environ).

Figure 1.5.3.2 : prix HTVA des combustibles bois pour les établissements industriels de plus de 20 salariés
En €/MWh



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 2018.

Source : Insee-EACEI, calculs SDES

1.6. Les prix des biocarburants importés progressent en 2018

En 2018, les prix à l'importation et à l'exportation du biodiesel s'élèvent respectivement à 898 €/tep et 936 €/tep, et ceux du bioéthanol respectivement à 1 004 €/tep et 966 €/tep (figure 1.6.1). Probablement tirés par l'augmentation du cours du pétrole (cf. 1.2), les prix à l'importation des deux produits croissent par rapport à 2017, de même que celui à l'exportation du bioéthanol. En revanche, celui à l'exportation du biodiesel diminue, dans le contexte de la baisse de son prix à la production en Europe. Tous ces prix restent inférieurs aux niveaux atteints au début de la décennie.

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 estimer le coût de la tonne de CO₂ évitée par leur incorporation en considérant que le gain en termes d'émissions est compris entre 50 % (seuil de durabilité fixé par la législation européenne) et 100 % de celles des produits pétroliers correspondants. En 2018, ce coût s'élèverait ainsi entre 90 €/tCO₂ et 181 €/tCO₂ pour le biodiesel, et entre 113 €/tCO₂ et 225 €/tCO₂ pour le bioéthanol (figure 1.6.2). Ces valeurs ont globalement reculé depuis 2011, particulièrement pour le biodiesel, les prix des biocarburants ayant davantage baissé que ceux des produits pétroliers correspondants. Les coûts estimés ici ne prennent pas en compte les émissions indirectes liées au changement d'affectation des sols et seraient supérieurs si c'était le cas.

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

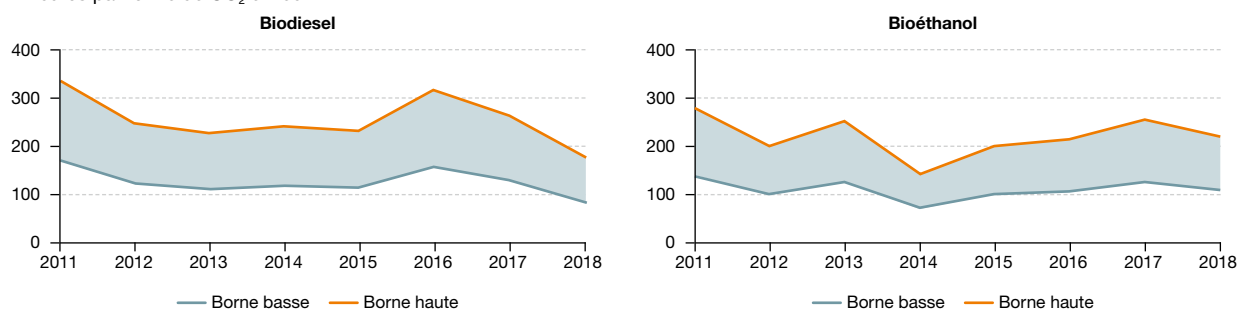
En euros par tep

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Importations	1 179	1 213	1 047	947	819	842	873	908
Bioéthanol	1 130	1 401	1 238	1 216	1 015	872	943	1 004
Biodiesel	1 188	1 171	1 023	918	787	839	867	898
Exportations	1 177	1 340	1 188	1 124	1 021	872	997	943
Bioéthanol	1 176	1 358	1 200	1 151	1 076	793	905	966
Biodiesel	1 188	1 165	1 110	1 012	891	963	1 037	936

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

Figure 1.6.2 : coût de la tonne de CO₂ évitée par l'incorporation des biocarburants

En euros par tonne de CO₂ évitée



Source : calculs SDES, d'après CPDP, DGDDI

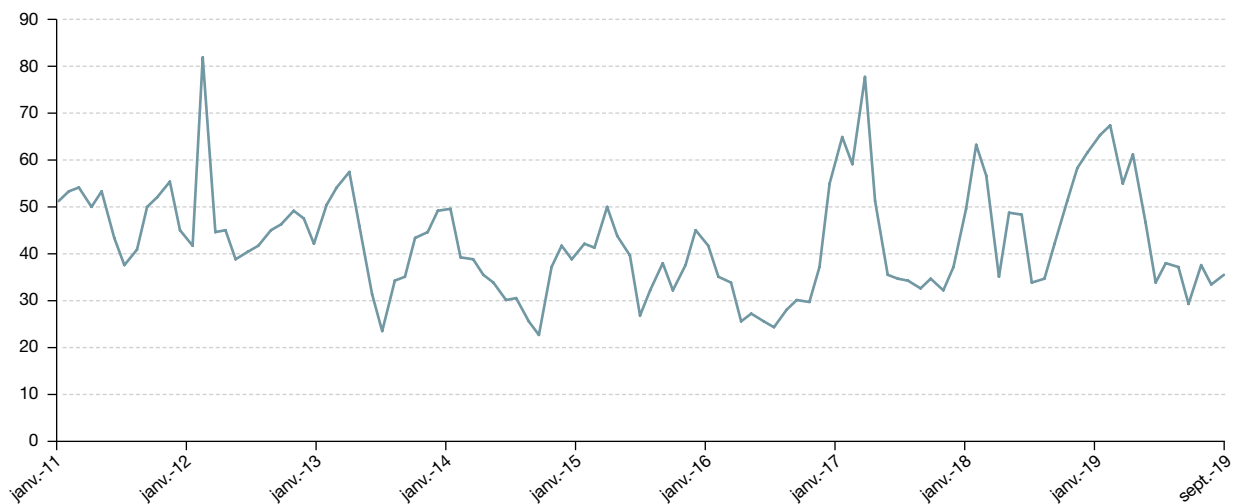
1.7 Les prix à la consommation de l'électricité augmentent en 2018, mais moins que les prix de gros

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 50 €/MWh en moyenne en 2018. Il augmente ainsi à nouveau, de 11,6 % par rapport à l'année précédente, après une forte augmentation en 2017 liée à la baisse de la production nucléaire, tiré notamment par les cours

très élevés du deuxième semestre 2018. Malgré la reprise de la production nucléaire, dès le début de l'année 2018, qui a permis d'alléger les tensions sur le marché de l'électricité, la baisse de la production hydraulique au troisième trimestre ainsi que les hausses du prix du gaz et du quota de CO₂ ont en effet tiré les prix à la hausse en fin d'année. Les prix à terme de l'électricité, qui reflètent les anticipations des acteurs du secteur, sont également remontés en cours d'année 2018. Le prix du produit « base 2019 » est en effet passé de 40,0 €/MWh en moyenne sur le premier trimestre 2018 à 57,6 €/MWh sur le dernier trimestre.

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



Source : EpeX Spot

partie 1 : les prix de l'énergie

La France exporte l'électricité à un prix en moyenne moins élevé que celui auquel elle l'importe. En 2018, ceux-ci s'élevaient respectivement à 48 €/MWh et 59 €/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.

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	2018
Exportations	47	44	39	33	38	32	41	48
Importations	57	66	57	44	45	46	57	59

Source : DGDDI

En dehors des marchés de gros et des transactions de gré à gré, certaines productions d'électricité sont vendues à des prix régulés à des fournisseurs ou des intermédiaires. 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 2018, à 301 €/MWh¹. 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	2018
Photovoltaïque	524	502	478	426	376	344	326	301
Éolien	86	88	89	89	89	88	88	89
Hydraulique	64	64	67	72	74	74	78	76
Cogénération	126	134	137	134	130	125	143	157
Biogaz	92	102	107	113	121	139	148	154
Incinération	53	56	56	57	58	57	57	58
Biomasse	107	119	130	134	137	139	139	139
Toutes installations	120	136	140	143	140	139	140	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 Voir pour plus de détails le rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité en ligne sur le site internet du ministère de la Transition écologique et solidaire : www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20annuel%20du%20CGCSPF.pdf

1.7.2 PRIX À LA CONSOMMATION DE L'ÉLECTRICITÉ

En 2018, l'électricité est payée en moyenne 110 €/MWh hors TVA, tous consommateurs (à l'exception de la branche électricité) et tous types d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus. En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), ce prix moyen s'élève à 119 €/MWh, en hausse de 2,7 % par rapport à 2017.

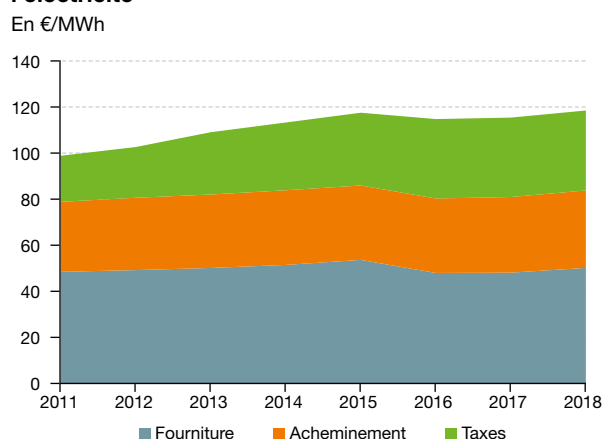
Le prix comprend une composante « fourniture », une composante « acheminement » et les taxes (figure 1.7.2.1).

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 2018 à 50 €/MWh, en rebond par rapport à 2017 (48 €/MWh), dans un contexte de remontée significative du prix de gros. Après avoir atteint un pic à 54 €/MWh en 2015, le niveau de cette composante retrouve le niveau du 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 34 €/MWh en moyenne en 2018. Il augmente de 2,4 %, plus fortement qu'en 2017 (1,6 %), après deux années (2016 et 2015) de quasi-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 2018 et évoluent peu depuis 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 €/MWh. En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), les taxes s'élèvent, au total, à 35 €/MWh en 2018.

Figure 1.7.2.1 : décomposition du prix moyen de l'électricité



Source : calculs SDES

partie 1 : les prix de l'énergie

Figure 1.7.2.2 : prix moyen de l'électricité par secteur

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Énergie (hors électricité)	81	83	85	85	87	79	77	82
Consommation finale TTC*	99	103	110	114	118	115	116	119
Agriculture	87	88	89	102	106	109	111	118
Industrie	66	67	70	71	71	66	64	66
Transports	80	82	83	83	83	74	71	79
Tertiaire	94	97	103	107	112	104	107	107
Résidentiel HTVA	114	118	125	133	138	140	141	146
Résidentiel TTC	134	138	147	157	162	165	166	171
Tous secteurs hors TVA	92	96	101	105	109	106	107	110
Tous secteurs avec TVA*	99	103	109	114	118	115	116	119

* TVA incluse uniquement pour le secteur résidentiel.

Source : calculs SDES

Les prix de l'électricité sont très hétérogènes entre types de clients. En général, ils décroissent 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 2018, le prix moyen hors TVA s'élève ainsi à 146 €/MWh dans le secteur résidentiel, contre 118 €/MWh dans l'agriculture, 107 €/MWh dans le tertiaire, 82 €/MWh dans le secteur de l'énergie (hors branche électricité elle-même), 79 €/MWh dans les transports et 66 €/MWh dans l'industrie. Le prix moyen dans l'industrie masque lui-même une forte hétérogénéité. Les secteurs électro-intensifs de la sidérurgie et des métaux non ferreux (45 €/MWh) et de la chimie et pétrochimie (54 €/MWh) payent ainsi leur électricité moins

cher que les secteurs de la construction (117 €/MWh), des machines (78 €/MWh) et des industries agroalimentaires (75 €/MWh).

Le prix TTC de l'électricité augmente de 3,2 % dans le secteur résidentiel en 2018, mais une partie de cette hausse est liée au remplacement du tarif de première nécessité par le chèque énergie (voir Datalab essentiel Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2018, juin 2019) : hors tarif social, la hausse est ramenée à 1,9 %. Ce rythme d'augmentation, proche de l'inflation générale en 2018, est légèrement supérieur à celui observé en 2016 et 2017, mais très inférieur à celui du début de la décennie. Dans l'industrie, le prix moyen rebondit significativement en 2018 (+ 3,7 %) après deux années de nette baisse (- 2,9 % en 2017 et - 7,7 % en 2016), revenant à son niveau de 2011. Le prix dans le secteur tertiaire est quasiment stable en 2018 (+ 0,4 %) et s'établit au même niveau qu'en 2014, après une nette augmentation au début de la décennie.

1.8. La hausse du prix de la chaleur se poursuit

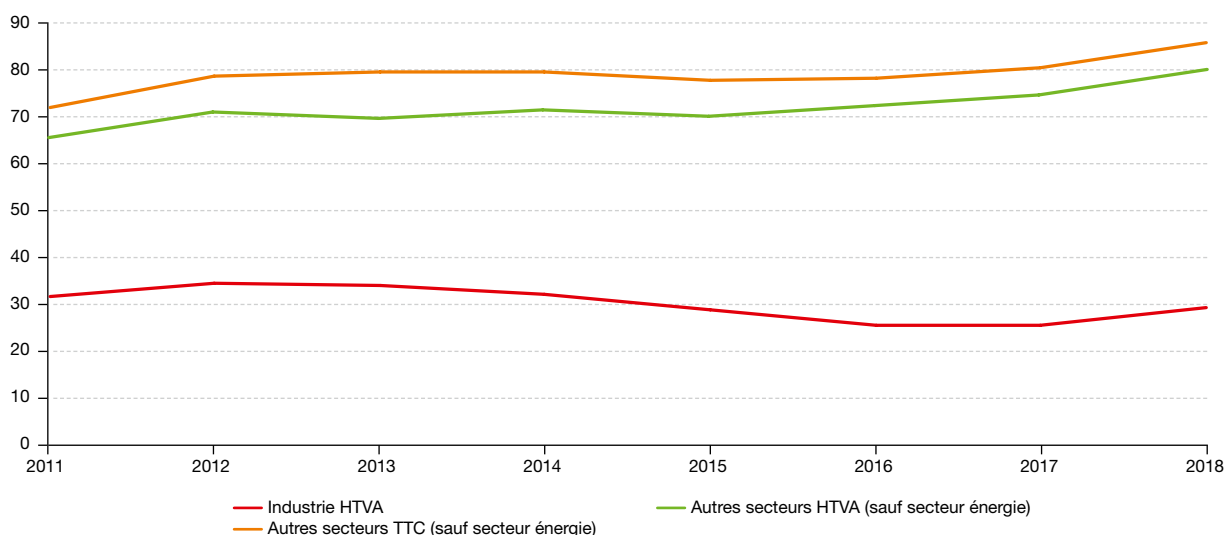
Le prix de la chaleur achetée par les consommateurs industriels s'élève à 29,6 €/MWh HTVA en 2018 (figure 1.8.1), en hausse de 12 % par rapport à 2017. Cette chaleur, pouvant être distribuée soit via un réseau soit dans le cadre d'une relation exclusive entre un producteur et un acheteur unique, est en grande partie issue de centrales de cogénération au gaz. Son prix suit donc 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 hors énergie (résidentiel, tertiaire et, plus marginalement, agriculture), qu'on suppose intégralement distribuée via des réseaux, s'élève, quant à lui, en moyenne à 85,2 €/MWh TTC en 2018 (79,6 €/MWh HTVA). Ce prix augmente de 7 % en

2018 par rapport à 2017, principalement sous l'effet de la hausse des prix des combustibles et notamment des prix du gaz naturel (+ 22 %), énergie représentant plus du tiers du bouquet énergétique des réseaux de chaleur. Une autre explication est la baisse de la consommation de chaleur par client, elle-même imputable aux températures hivernales en moyenne plus douces en 2018. 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 en €/MWh est d'autant plus élevé que la consommation est faible. En outre, le développement de réseaux de chaleur utilisant une part majoritaire d'énergies renouvelables et de récupération, bénéficiant d'un taux de TVA réduit, se traduit par une baisse du taux de TVA moyen des réseaux.

Figure 1.8.1 : évolution du 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 augmente de 2,7 points en 2018, à 55,4 %. En effet, la production primaire augmente, en raison du rebond de la production nucléaire et hydraulique, tandis que la consommation primaire diminue légèrement. Le déficit des échanges physiques d'énergie baisse, quant à lui, de 4,5 %, les importations de pétrole brut baissant en particulier de 7,8 %. La forte hausse des prix des combustibles fait néanmoins croître la facture énergétique de la France de 15,8 %. Toutes énergies confondues, elle s'élève à 44,9 Md€.



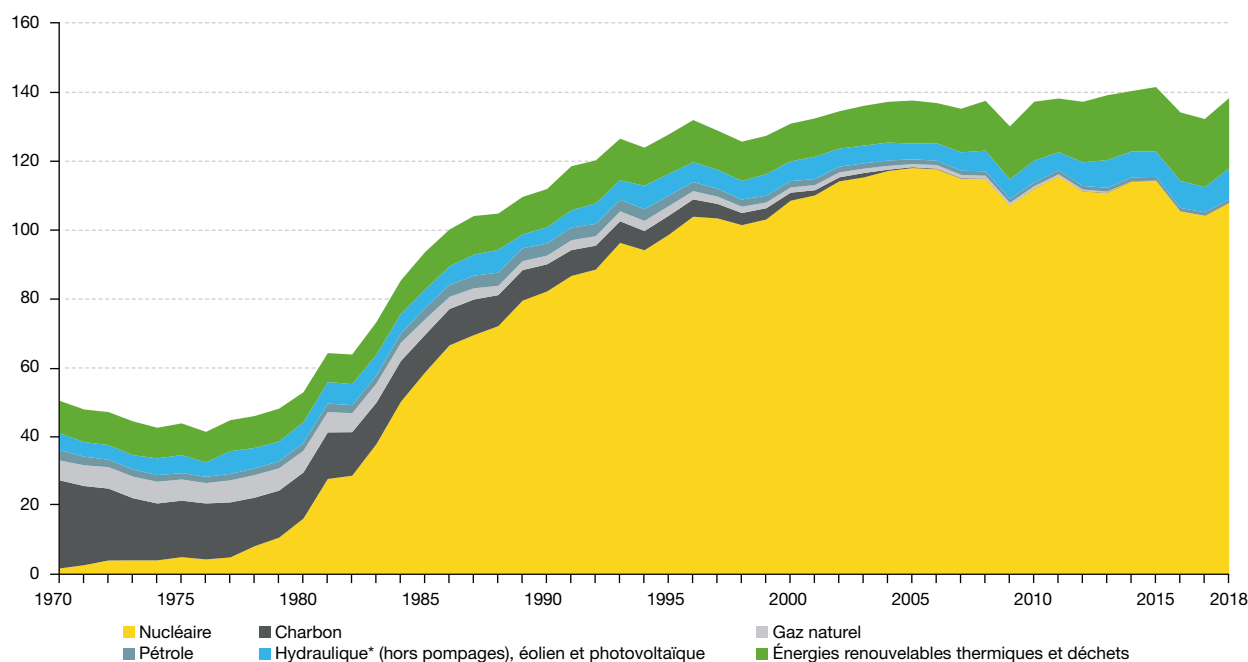
2.1 Le taux d’indépendance énergétique augmente, tiré par le rebond de la production nucléaire

Après avoir atteint un pic en 2015, la production nationale d’énergie primaire avait reculé assez fortement en 2016 et 2017 (- 7,0 % sur la période), du fait d’une baisse de la production nucléaire qui pâtissait de plusieurs arrêts prolongés (figure 2.1.1). Cette dernière avait ainsi atteint en 2017 son plus bas niveau depuis la fin des années 1990 (103,8 Mtep), mais rebondit en 2018, à 107,6 Mtep. Comme la production nucléaire représente encore près de 80 % de la production nationale d’énergie primaire, cette dernière augmente également en 2018, de 4,6 %, à 138,0 Mtep. Elle est également tirée par la forte hausse de la production d’énergies renouvelables électriques : l’installation de nouvelles capacités éoliennes et photovoltaïques permet à ces deux filières de connaître une augmentation significative en 2018 (+ 16,2 % pour l’éolien

et + 10,2 % pour le photovoltaïque). La production hydraulique avait été, quant à elle, pénalisée en 2017 par une pluviométrie très faible ; elle retrouve en 2018 un niveau de production élevé, en hausse de 30,6 % sur un an. La production d’énergie primaire issue des énergies renouvelables thermiques et de la valorisation des déchets progresse plus modérément, de 3,0 %. Ce ralentissement s’explique par des températures globalement plus douces en 2018, et donc de moindres besoins de chauffage, même si le marché des pompes à chaleur (notamment celui des appareils air-air) continue de croître. 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 0,9 Mtep.

Figure 2.1.1 : production primaire d’énergie

En Mtep



* Y compris énergies marines.

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

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

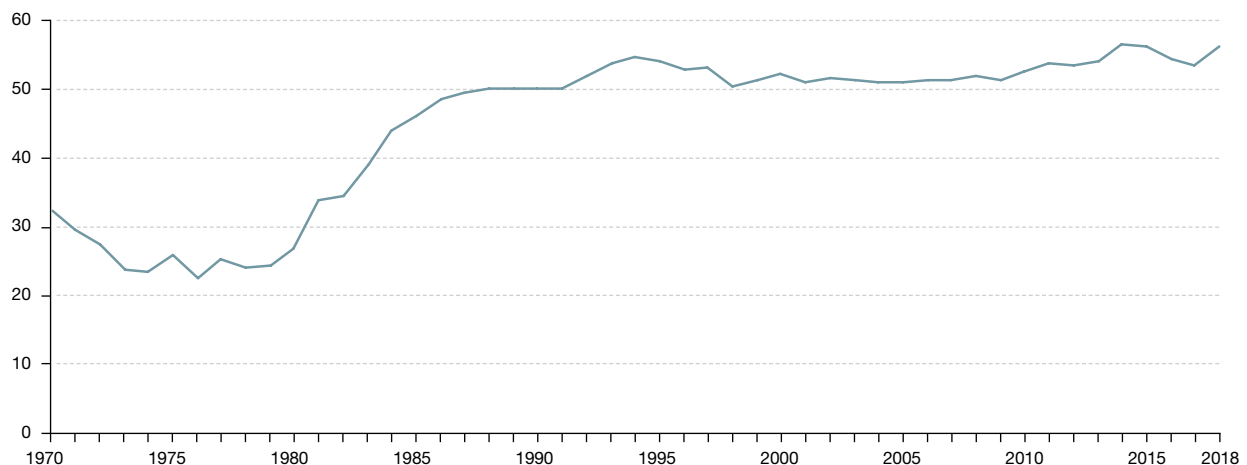
Le déficit des échanges physiques d'énergie diminue de 4,5 % en 2018, à 119,5 Mtep. Principal facteur explicatif de cette baisse, les importations de pétrole brut baissent de 7,8 %, en raison de la hausse des cours et d'arrêts de maintenance dans les raffineries, alors qu'elles étaient reparties légèrement à la hausse en 2017 face à la reprise de la demande. En 2018, la France a acheté un peu plus de la moitié de son pétrole brut auprès des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep), part en hausse après deux années de baisse. Celle-ci s'explique notamment par la hausse des importations depuis l'Arabie saoudite (+ 29 %), malgré la maîtrise de la production toujours en vigueur, en application d'un accord signé fin 2016 entre les membres de l'Opep. Les importations de produits raffinés, en majorité du gazole et du fioul domestique, ont augmenté de 2,4 % sur un an. De leur côté, les entrées brutes de gaz naturel sur le territoire progressent pour la troisième année consécutive, de 1,5 %. Cette hausse est portée avant tout

par celle des importations de gaz naturel liquéfié (+ 12,5 %), qui pèsent de plus en plus dans les quantités totales, alors que les importations de gaz naturel gazeux diminuent à nouveau, de 1,2 %. Les achats de charbon, nets des exportations, diminuent en 2018 de 9,8 %, la consommation de charbon pour la production d'électricité ayant été particulièrement basse.

Le taux d'indépendance énergétique de la France, rapport entre la production et la consommation nationale d'énergie primaire, s'élève à 55,4 % en 2018. Il augmente de 2,7 points par rapport à 2017, après trois années consécutives de baisse, en raison du rebond 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

En %



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

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

La facture énergétique de la France augmente à nouveau en 2018, de 15,8 %, dans un contexte de hausse des prix des combustibles. À 44,9 Md€, elle atteint près d'une fois et demie son niveau de 2016, en euros constants (*figure 2.1.3*). L'essentiel de la hausse observée en 2018 est imputable aux produits pétroliers, qui pèsent pour près de 80 % dans la facture globale et dont le déficit augmente de 20 %, soit 5,9 Md€₂₀₁₈, sous l'effet de la forte hausse des prix. La facture gazière, qui représente l'essentiel des autres dépenses

énergétiques de la France, augmente de plus de 24 %, soit 2,1 Md€₂₀₁₈, la hausse des prix s'ajoutant à la hausse des quantités importées. L'excédent commercial dû aux échanges d'électricité se redresse sensiblement, à 2,8 Md€, du fait de la hausse de la production électrique, notamment les filières nucléaire et hydraulique. Il retrouve un niveau qui n'avait pas été observé depuis plus de dix ans. La facture en biocarburants s'élève, quant à elle, à 0,2 Md€, en baisse par rapport à 2017, du fait principalement d'une hausse des exportations.

Figure 2.1.3 : facture énergétique de la France

En milliards d'euros 2018

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Facture énergétique	72,0	67,7	56,1	39,7	31,4	38,8	44,9
Charbon	2,5	2,0	1,5	1,3	1,2	2,1	1,9
Pétrole brut	38,3	35,5	30,1	20,9	16,4	21,3	24,1
Produits raffinés	17,4	16,3	14,7	9,4	6,7	7,7	10,8
Gaz naturel	15,4	15,5	11,9	10,3	7,8	8,6	10,7
Électricité	- 1,8	- 1,8	- 2,2	- 2,4	- 1,1	- 1,3	- 2,8
Biocarburants	0,0	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4	0,2
Bois-énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

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

2.2 La production primaire rebondit grâce à la reprise de la production 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 0,9 Mtep en 2018, 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 774 milliers de tonnes en 2018, en légère hausse, de 2 % 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 2019, les réserves de pétrole brut (7,5 Mt) et d’hydrocarbures extraits du gaz naturel représentent environ dix 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 100 GWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) en 2018, en baisse de 45 % 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 2018 moins de 500 millions d’euros, contre près du double en 2014 (figure 2.2.1.2).

Figure 2.2.1.1 : production primaire d’énergie fossile

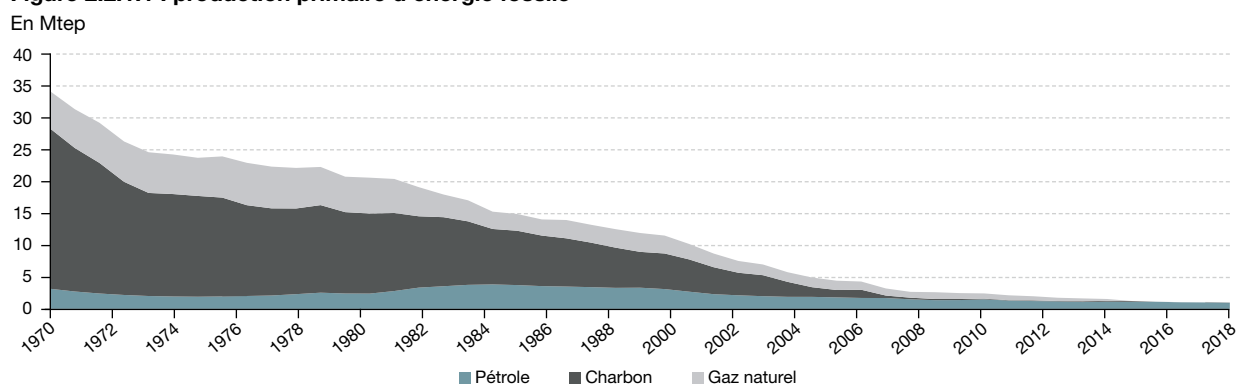


Figure 2.2.1.2 : production primaire et valeur associée d’énergie fossile

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Production toutes énergies fossiles	1,22	845	1,12	548	1,04	408	1,01	468	0,95	484
Production de pétrole	1,08	827	1,10	543	1,02	404	0,99	465	0,94	483
Production de charbon	0,12	13	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Production de gaz naturel (grisou)	0,01	4	0,02	6	0,02	4	0,01	3	0,01	2

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

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

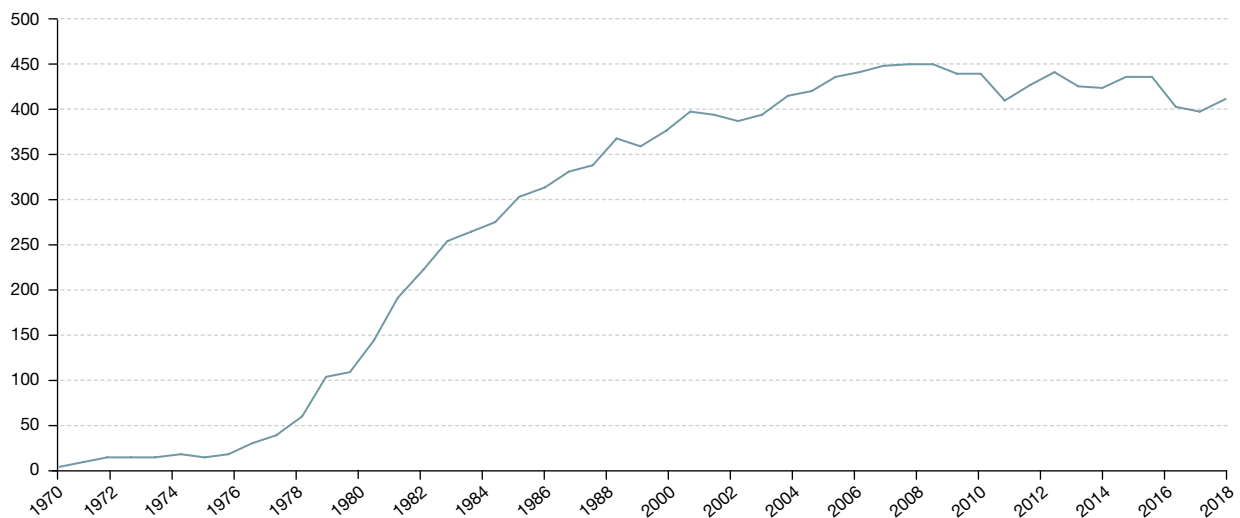
2.2.2 NUCLÉAIRE

En 2018, la production d'énergie primaire du parc nucléaire français, composé de 58 réacteurs répartis sur 19 sites, s'élève à 107,6 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 une 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 en 2018 à 35,5 Mtep, soit 413 TWh (figure 2.2.2.1).

La production nucléaire avait atteint 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'expliquait 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. L'année 2018 a ainsi été marquée par une reprise de la production (+ 3,7 %), même si le niveau reste bas en comparaison des dix dernières années. En moyenne, les centrales ont été disponibles à hauteur de 76,6 % de leur capacité théorique, 0,5 point de moins qu'en 2017, mais ont été utilisées, lorsqu'elles étaient disponibles, à hauteur de 92,9 % (figure 2.2.2.2).

Figure 2.2.2.1 : production brute d'électricité des centrales nucléaires

En TWh



Source : EDF

Figure 2.2.2.2 : disponibilité et utilisation du parc nucléaire

Coefficients exprimés en %

	2014	2015	2016	2017	2018
Coefficient de disponibilité Kd*	80,8	80,7	77,6	77,1	76,6
Coefficient d'utilisation Ku	93,0	93,5	89,2	89,1	92,9

* 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 : EDF

partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

2.2.3 ÉNERGIES RENOUVELABLES ET VALORISATION DES DÉCHETS

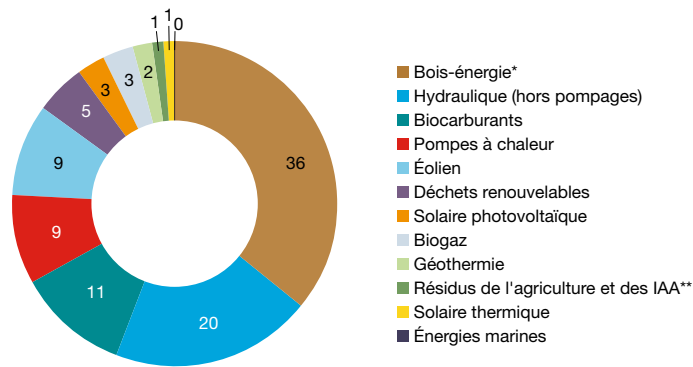
La production primaire d’énergie issue de ressources renouvelables s’établit à 27,6 Mtep (321 TWh) en 2018, en hausse de 8,7 % par rapport à 2017 (figures 2.2.3.1 et 2.2.3.2). Cette forte hausse s’explique par un rebond de la production hydraulique, du fait d’une pluviométrie favorable, et par la poursuite du développement de la production éolienne et de la production de biocarburants notamment. Le bois-énergie (y compris liqueur noire) demeure la première énergie renouvelable produite en France (36 % de la production nationale d’énergie

renouvelable), devant l’hydraulique (20 %), les biocarburants (11 %), l’éolien (9 %), les pompes à chaleur (9 %), la valorisation des déchets renouvelables (5 %), le solaire photovoltaïque (3 %), le biogaz (3 %), la géothermie (2 %), la valorisation des résidus de l’agriculture et de l’industrie agroalimentaire (1 %), le solaire thermique et les énergies marines (moins de 1 % pour chacune de ces deux filières).

En incluant par ailleurs les 1,8 Mtep (21 TWh) 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 29,4 Mtep (342 TWh) en 2018.

Figure 2.2.3.1 : part de chaque filière dans la production primaire d’énergies renouvelables en 2018 (27,6 Mtep - 321 TWh)

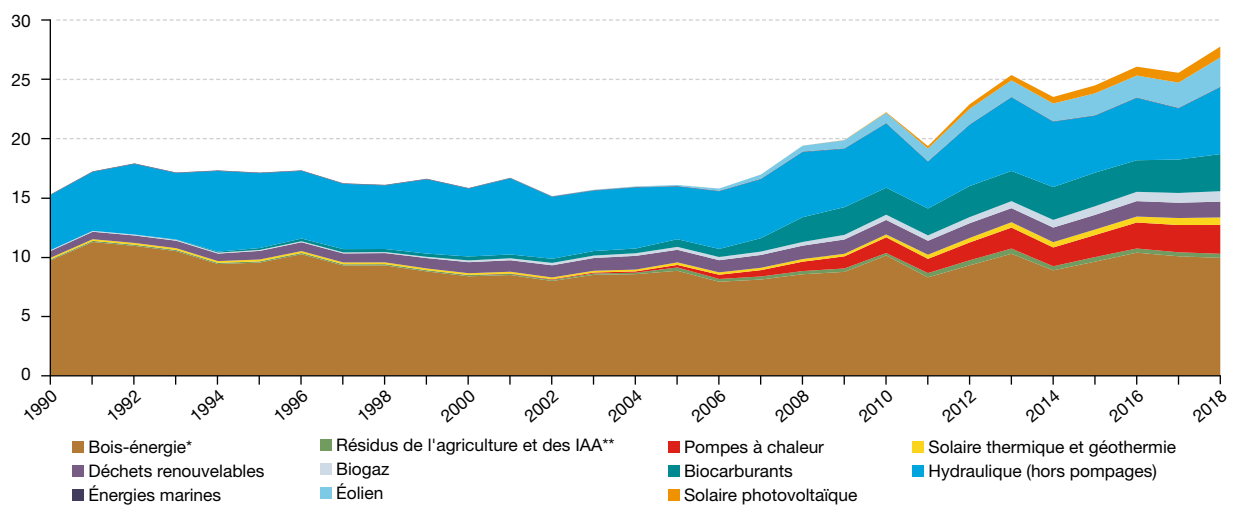
En %



* Y compris liqueur noire.
 ** Industries agroalimentaires.
 Source : calculs SDES

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

En Mtep



* Y compris liqueur noire.
 ** Industries agroalimentaires.
 Champ : France métropolitaine avant 2011 ; France entière (y compris DOM) à partir de 2011.
 Source : calculs SDES

Les **énergies renouvelables électriques** correspondent aux filières de production primaire d'électricité (9,0 Mtep, 105 TWh en 2018). 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 repli de 18 % en 2017 lié à une pluviométrie particulièrement défavorable, la production hydraulique (hors pompages) rebondit de 31 % en 2018, à 5,6 Mtep (soit 65,3 TWh).

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 41 ktep en 2018 (soit 0,5 TWh).

Éolien

Soutenue par le fort accroissement des capacités installées sur le territoire, la production éolienne progresse de 16 % en 2018, soit un rythme comparable à la croissance annuelle moyenne de la filière entre 2010 et 2017. Elle s'établit à 2,5 Mtep (soit 28,6 TWh) en 2018.

Solaire photovoltaïque

Parmi les différentes filières de production d'électricité, la filière solaire photovoltaïque est celle qui a connu le plus fort développement depuis le début de la décennie. La production progresse de 10 % en 2018. À 0,9 Mtep (soit 10,6 TWh), elle a progressé de 65 % 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** (20,4 Mtep en 2018) 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 10,2 Mtep (119 TWh). Elle recule de 1 % en 2018 du fait de températures plus douces qu'en 2017. La consommation de biomasse est néanmoins nettement 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 91 % à la production de chaleur (commercialisée ou non), tandis que les 9 % restants servent à la production d'électricité, essentiellement en cogénération. La biomasse, constituée pour environ 89 % 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 depuis 2010 après une forte hausse au début des années 2000, en raison d'une diminution régulière de la consommation par ménage équipé d'un appareil de chauffage au bois de plus en plus performant 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 2018, la production primaire de biogaz s'élève à 0,9 Mtep (10 TWh), en augmentation par rapport à 2017 (+ 7 %). Cette évolution s'inscrit dans une tendance continue à la hausse, notable depuis une dizaine d'années. Environ 56 % de la production de biogaz (488 ktep, 6 TWh) est valorisée sous forme d'électricité. La puissance des installations raccordées au réseau électrique représente un peu plus de 0,5 GW en fin d'année 2018, en augmentation de 4 % par rapport à 2017. Le reste de la production de biogaz est principalement dédié à la production de chaleur (38 %, soit 335 ktep ou 4 TWh). 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 6 % de la production totale de biogaz en 2018, soit 55 ktep (1 TWh), il progresse néanmoins fortement (cf. 3.2).

Biocarburants

La biomasse liquide, constituée des biocarburants, est utilisée pour la force motrice des véhicules. En 2018, la production nationale de biocarburants s'élève à 3,1 Mtep (36 TWh). La France produit principalement du biodiesel (79 %), mais également du bioéthanol (21 %). Stimulée par une fiscalité encourageant l'incorporation de biocarburants, la production connaît une forte croissance depuis une dizaine d'années. Elle augmente de 11 % en 2018, tirée à la fois par la filière biodiesel, en raison de l'extension de l'assiette de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) sur les carburants — désormais appelée taxe intérieure relative à l'incorporation de biocarburants

partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

(TIRIB) — à l’intégralité des mises à la consommation de gazole non routier, et par la filière bioéthanol, dont le développement est poussé par la hausse de consommation d’essence.

Déchets

La production d’énergie primaire à partir de l’ensemble des déchets augmente de 6 % en 2018, pour s’établir à 3,1 Mtep. Plus de la moitié (51 %) 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 1,3 Mtep (15 TWh) en 2018. Les déchets non renouvelables recouvrent l’autre moitié des déchets urbains ainsi que les déchets industriels ; ils s’élèvent à 1,8 Mtep (21 TWh) en 2018.

Solaire thermique

La production du parc des installations solaires thermiques est de l’ordre de 0,2 Mtep (2 TWh) en 2018, en hausse de 5 % sur un an. Environ 42 % 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. Malgré une reprise en 2017 et 2018, les ventes d’équipements restent nettement inférieures à celles de 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 303 ktep (3,5 TWh) en 2018, augmentant de 11 % en un an.

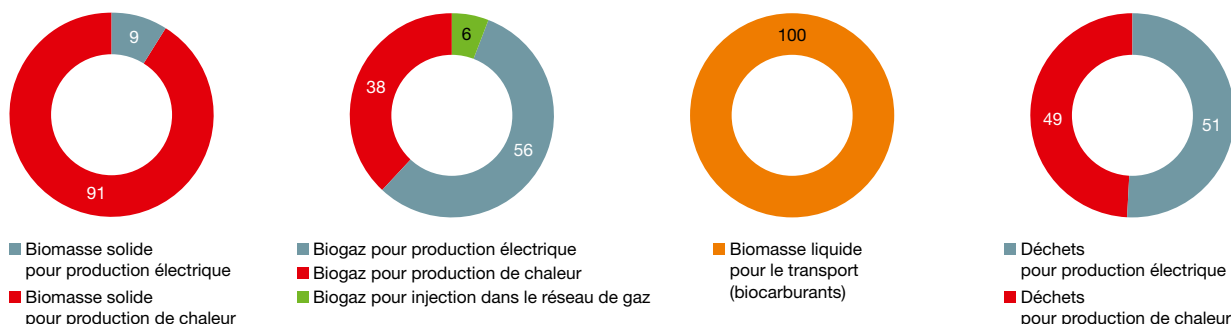
A contrario, la géothermie dite « profonde » (ou « haute température ») est principalement utilisée pour de l’électricité. Elle concerne un site en métropole, à Soultz-sous-Forêts (Alsace), et un site à Bouillante, en Guadeloupe. Ils ont permis de produire 11 ktep (0,1 TWh) d’électricité et 31 ktep (0,4 TWh) de chaleur sur l’année 2018.

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 2,4 Mtep (28 TWh) en 2018, en hausse de 6 % sur un an. Elle se répartit en 1,3 Mtep (16 TWh) de chaleur renouvelable produite par les PAC air/air, 0,8 Mtep (9 TWh) par les PAC air/eau, et 0,3 Mtep (3 TWh) par les PAC géothermiques.

Figure 2.2.3.3 : les différents types de valorisation de la biomasse et des déchets en 2018

En %



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

Source : calculs SDES

2.3 La facture énergétique augmente, tirée par la forte hausse du prix des produits pétroliers

2.3.1 PÉTROLE BRUT ET RAFFINÉ

Commerce extérieur de pétrole brut

En 2018, les importations françaises de pétrole brut s'élèvent à 54,4 Mtep, en net repli (- 7,8 %) par rapport à 2017 (figure 2.3.1.1).

Avec le ralentissement 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. En 2017, face à la reprise de la demande, les imports étaient repartis légèrement à la hausse, mais la tendance des cours du pétrole brut s'est inversée, avec une forte progression, qui s'est poursuivie en 2018 (cf. 1.2.1).

Cette remontée des cours a contribué à l'affaiblissement de la demande en 2018. Par ailleurs, deux grands arrêts de maintenance dans les raffineries ont eu lieu, entraînant une baisse des importations de pétrole brut.

La facture correspondante de la France s'établit à 24 Md€ en 2018 : elle augmente fortement pour la deuxième année consécutive (+ 15 % sur un an, après + 26 % en 2017), en raison de l'envolée des cours et malgré la baisse sensible des quantités achetées. Entre 2013 et 2016, cette dépense avait chuté de plus de moitié, principalement du fait de l'effondrement des prix fin 2014. En 2018, elle reste bien en dessous de son niveau des années précédant cette chute (plus de 35 Md€₂₀₁₈ par an de 2011 à 2013).

Figure 2.3.1.1 : importations de pétrole brut*

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Importations	56,1	31 840	59,6	21 501	57,2	16 870	59,0	21 226	54,4	24 463

* 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 2018, la France a acheté un peu plus de la moitié de son pétrole brut auprès des membres de l'Opep. Cette part rebondit (+ 6 %) après deux années consécutives de baisse, due en partie au fait que les membres de l'Opep, en application d'un accord signé fin 2016, avaient davantage réduit leur production que les autres pays producteurs. La hausse en 2018 s'explique notamment par celle des importations depuis l'Arabie saoudite (+ 29 %), malgré la maîtrise de la production toujours en vigueur.

En 2018, le Kazakhstan demeure le premier fournisseur de la France, avec 8,3 Mtep, équivalant à 15 % des quantités importées (figure 2.3.1.2). L'Arabie saoudite, en première position ces dernières années, avait chuté au quatrième rang en 2017 ; elle est repassée à la deuxième place en 2018, sa part dans le total des livraisons augmentant de 4 points, à 15 %. Elle devance la Russie, qui perd ainsi un rang (7,8 Mtep

et 14 % des imports). Le Nigeria, l'Algérie et la Libye viennent ensuite, avec des quantités en hausse sur un an, chacun représentant autour de 10 % des volumes. La Libye a regagné 2,5 points de part de marché en 2018, malgré le contexte géopolitique toujours tendu, profitant de l'exemption sur la limitation de sa production. Les importations en provenance de la Norvège, en hausse depuis deux ans, ont nettement reculé en 2018 (- 2,1 Mtep). Alors que l'accord international sur le nucléaire signé en juillet 2015 avait rétabli l'Iran dans le marché pétrolier, le retrait des États-Unis de cet accord en mai 2018 et le rétablissement des sanctions ont impacté ses exports à destination de la France : réduits de plus de moitié, à 3,3 Mtep en 2018, contre 7,1 Mtep en 2017, ils ne représentent plus que 6 % des achats français de pétrole brut, alors que le pays était en troisième position l'année précédente, avec 12 % du total.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.3.1.2 : origine des importations de pétrole brut*

En millions de tep

	1973		1979	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018	
	En %									En %	
Grandes zones											
Moyen-Orient	98,5	71,4	96,6	32,4	32,3	11,4	14,6	14,3	14,4	12,9	23,7
Afrique du Nord	18,7	13,5	9,7	7,3	6,4	12,4	7,2	6,4	8,8	10,2	18,7
Afrique subsaharienne	15,3	11,1	11,2	-	7,7	8,4	13,7	10,1	7,2	7,9	14,5
Mer du Nord**	0,2	0,1	4,3	10,7	32,6	10,9	5,8	6,7	7,1	4,2	7,7
Ex-URSS	3,4	2,5	5,1	6,4	8,2	21,5	16,5	17,3	20,1	17,2	31,6
Autres	1,8	1,3	1,7	4,2	0,3	1,0	1,8	2,3	1,5	2,1	3,8
Total	137,9	100,0	128,6	60,9	87,6	65,5	59,6	57,2	59,0	54,4	100,0
dont Opep***	130,5	94,7	114,3	42,6	0,0	28,2	34,0	30,0	29,2	30,0	55,0
Opep hors Irak	111,5	80,8	91,1	42,6	0,0	25,7	31,2	29,3	28,7	28,7	52,8
Principaux fournisseurs											
Kazakhstan	-	-	-	-	2,2	7,0	8,0	8,1	9,3	8,3	15,3
Arabie saoudite	30,8	22,4	45,3	15,5	15,6	6,1	10,8	8,5	6,3	8,1	14,9
Russie	-	-	-	-	5,1	11,3	4,8	5,9	9,1	7,8	14,3
Nigeria	12,9	9,3	9,8	3,2	4,9	2,9	6,8	6,0	4,9	5,9	10,9
Algérie	11,3	8,2	5,2	3,1	3,5	0,9	4,7	4,6	4,9	5,2	9,5
Libye	6,6	4,8	4,1	3,0	2,5	10,5	2,1	1,5	3,7	4,8	8,8
Norvège	0,2	0,1	1,6	5,9	21,6	7,2	4,2	5,3	5,5	3,4	6,2
Iran	11,1	8,0	8,0	9,3	5,3	1,8	-	4,6	7,1	3,3	6,0
Irak	19,1	13,8	23,2	3,0	7,4	2,4	2,8	0,7	0,5	1,2	2,3
Angola	-	-	-	2,8	1,9	3,5	4,4	3,2	0,9	1,1	2,1
Azerbaïdjan	-	-	-	-	0,6	3,2	3,7	3,2	1,7	1,1	2,0
Royaume-Uni	-	-	2,7	4,8	10,1	3,4	1,6	1,4	1,5	0,8	1,5
Ghana	-	-	-	-	-	-	0,9	0,1	0,3	0,4	0,7
Brésil	-	-	-	-	0,1	0,7	-	0,1	0,1	0,1	0,1
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	0,6	1,0	0,2	0,4	-	-
Mexique	-	-	-	2,5	-	-	1,3	1,2	0,1	-	-
Congo	1,0	0,7	-	0,9	0,0	1,3	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 2018 : Algérie, Angola, Arabie saoudite, Congo, 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

Commerce extérieur de produits raffinés

En 2018, les importations de produits raffinés ont augmenté de 2,4 %, à 42,8 Mtep, après un an de stabilité. Après avoir connu une forte hausse en 2015, les exportations diminuent modérément pour la troisième année consécutive (- 1,4 % en 2018, après - 1,5 % en 2017 et - 2,1 % en 2016), à 20,3 Mtep. Le solde importateur de la France en produits raffinés rebondit ainsi à 22,6 Mtep, soit son niveau de 2015 (figure 2.3.1.3), mais reste inférieur à celui des années précédentes, proche de 25 Mtep. Les importations représentent une dépense d'environ 23,3 Md€ en 2018, tandis que les exportations s'élèvent à 12,5 Md€. Les échanges extérieurs de produits raffinés pèsent

ainsi pour 10,8 Md€ dans le déficit commercial de la France. Ce montant poursuit sa forte hausse depuis deux ans (+ 35 % entre 2017 et 2018), à la suite de la remontée importante des prix (cf. 1.2), mais reste éloigné du pic en 2012, qui s'était établi à 17,7 Md€₂₀₁₈.

La France achète principalement du gazole et du fioul domestique. Les importations de ces deux produits, déduction faite des volumes exportés, représentent 20,6 Mtep en 2018, pour une dépense nette correspondante de 11,5 Md€. La France est également importatrice nette de kérosène (3,9 Mtep) et de gaz de pétrole liquéfié (GPL - 2,3 Mtep). À l'inverse, elle exporte essentiellement des supercarburants (1,9 Mtep, nettes

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

des importations), permettant ainsi d'alléger sa facture de 0,9 Md€ en 2018. 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 à usage non énergétique (principalement du naphta). La valeur des exports de ces deux catégories de produits a fortement augmenté en 2018, représentant respectivement 0,4 Md€ et 1,2 Md€, contre 0,1 Md€₂₀₁₈ et 0,7 Md€₂₀₁₈ en 2017.

Le premier fournisseur de la France en produits raffinés reste la Russie, avec un point de part de marché supplémentaire par rapport à 2017 (14 %, à 5,8 Mtep). Les États-Unis (10 %), qui avaient occupé le deuxième rang depuis plusieurs années, sont devancés en 2018 par l'Arabie saoudite (12 %). Le Moyen-Orient

reste la première région d'approvisionnement en kérosène de la France, avec 51 % des imports, devant l'Inde (21 %), qui passe de la troisième à la deuxième position. Comme en 2017, le GPL est, quant à lui, importé principalement d'Algérie (40 %), des États-Unis (15 %), de Norvège (15 %) et du Royaume-Uni (13 %).

Près de 65 % des exportations françaises de produits raffinés sont à destination de l'Europe en 2018, cette part étant toutefois en recul par rapport à celle de 2017 (- 5 points). Les destinations des supercarburants se sont concentrées vers les États-Unis (35 %, en hausse de 6 points sur un an) et l'Europe du Nord (28 %). Après avoir chuté de 12 points en 2017, à 6 %, la part de l'Afrique reste faible (5 %). Le fioul lourd est acheminé pour l'essentiel dans l'Union européenne (63 %).

Figure 2.3.1.3 : solde importateur des produits raffinés

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Importations	44,2	28 291	43,7	20 187	42,0	16 117	41,8	19 192	42,8	23 298
Gazole/Fioul domestique	24,0	16 002	25,2	11 886	22,8	8 811	22,3	10 290	22,8	12 662
Supercarburants*	0,5	419	0,8	503	1,3	639	1,6	844	1,5	855
Jet kérosène	4,5	3 079	4,8	2 317	4,7	1 771	4,5	2 080	5,9	3 357
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	4,1	1 869	3,9	1 204	3,8	1 048	3,6	1 252	3,5	1 260
Fioul lourd	5,4	2 970	3,6	1 301	4,0	1 169	3,4	1 261	3,3	1 395
Produits non énergétiques**	4,3	2 940	4,0	2 080	4,1	1 886	5,0	2 602	4,5	2 720
Autres***	1,5	1 012	1,4	897	1,3	794	1,4	863	1,4	1 049
Exportations	- 19,2	- 13 673	- 21,3	- 10 955	- 20,8	- 9 518	- 20,5	- 11 210	- 20,3	- 12 486
Gazole/Fioul domestique	- 1,8	- 1 294	- 2,8	- 1 284	- 2,1	- 785	- 2,6	- 1 155	- 2,2	- 1 194
Supercarburants*	- 4,0	- 2 677	- 4,3	- 2 049	- 4,9	- 1 888	- 4,6	- 2 158	- 3,3	- 1 757
Jet kérosène	- 1,1	- 724	- 1,2	- 551	- 1,0	- 394	- 1,2	- 546	- 2,0	- 1 101
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	- 1,2	- 666	- 1,4	- 525	- 1,3	- 415	- 1,3	- 564	- 1,2	- 543
Fioul lourd	- 5,7	- 2 619	- 6,3	- 1 689	- 5,6	- 1 131	- 4,6	- 1 328	- 4,7	- 1 751
Produits non énergétiques**	- 4,4	- 3 499	- 4,4	- 2 674	- 5,1	- 2 858	- 5,2	- 3 309	- 5,9	- 3 912
Autres***	- 1,0	- 2 194	- 0,9	- 2 183	- 0,9	- 2 047	- 1,0	- 2 150	- 1,0	- 2 227
Solde importateur	24,9	14 619	22,4	9 233	21,2	6 599	21,3	7 981	22,6	10 813
Gazole/Fioul domestique	22,1	14 708	22,4	10 601	20,7	8 026	19,7	9 134	20,6	11 468
Supercarburants*	- 3,5	- 2 257	- 3,5	- 1 547	- 3,5	- 1 249	- 3,0	- 1 314	- 1,9	- 902
Jet kérosène	3,4	2 355	3,6	1 766	3,6	1 377	3,3	1 534	3,9	2 256
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	3,0	1 203	2,5	679	2,5	633	2,3	688	2,3	716
Fioul lourd	- 0,3	351	- 2,7	- 388	- 1,6	37	- 1,1	- 67	- 1,4	- 356
Produits non énergétiques**	- 0,2	- 559	- 0,4	- 594	- 1,0	- 972	- 0,2	- 707	- 1,4	- 1 192
Autres***	0,5	- 1 182	0,5	- 1 286	0,4	- 1 253	0,4	- 1 287	0,4	- 1 178

* 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

Stocks pétroliers

Entre fin 2017 et fin 2018, les stocks français de pétrole brut et d'autres produits à distiller ont diminué de 0,4 Mtep, correspondant à une variation monétaire de 180 M€. À 7,5 Mtep en fin d'année, dont 6,5 Mtep de pétrole brut et 1,0 Mtep de charges de raffinage, ils repartent à la baisse, à un niveau inférieur à celui de fin 2016, atteignant ainsi leur plus bas niveau

depuis 22 ans. Comme en 2016 et 2017, les stocks de produits raffinés s'établissent à environ 14 Mtep fin 2018.

L'essentiel de cette quantité globale (principalement des produits raffinés) correspond aux obligations de stockage stratégique de produits pétroliers, soit au minimum 90 jours d'importation moyenne nette ou 29,5 % des volumes de produits pétroliers mis à la consommation.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

2.3.2 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. Les entrées brutes de gaz naturel sur le territoire progressent pour la troisième année consécutive, de 1,5 % en 2018, pour atteindre 566 TWh (PCS) - (figure 2.3.2.1). Tirée en outre par la hausse des prix (cf. 1.3.1), la dépense correspondante rebondit de 23,3 % en 2018 en euros constants, à 12,1 Md€, mais reste toutefois en deçà de son niveau de 2014 (14 Md€₂₀₁₈).

Les entrées brutes par gazoduc reculent légèrement, à 446 TWh en 2018 (- 1,2 %). En revanche, les importations de GNL progressent pour la troisième année consécutive (+ 12,5 %). Avec 120 TWh en 2018, le GNL regazéifié représente désormais 21 % des entrées brutes de gaz naturel, contre 28 % en 2011. 54 % des importations de GNL sont réceptionnées au terminal méthanier de Fos-sur-Mer; 34 % relèvent du terminal de Montoir-de-Bretagne et 12 % 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 (1,7 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 une hausse de 62,5 % en 2017, les sorties diminuent légèrement en 2018, de 1,9 %. Ce sont ainsi 68,7 TWh de gaz qui ont été réexportés en 2018, pour une recette correspondante s'élevant à 1,4 Md€. La baisse des volumes réexportés concerne principalement les sorties vers l'Espagne (- 26 %), tandis que celles vers la Belgique (+ 60 %) et vers la Suisse (+ 38 %) augmentent.

La hausse des entrées et la baisse des sorties conduisent le solde importateur de la France en gaz naturel à augmenter légèrement en 2018 (+ 1,9 %). Celui-ci s'élève ainsi à 497 TWh en 2018. Après une année de hausse, la facture correspondante, nette des bénéfices tirés des réexportations, progresse de 24,5 % en 2018, pour atteindre 10,7 Md€, le rebond des cours affectant les prix, tant à l'import qu'à l'export.

Figure 2.3.2.1 : solde importateur de gaz naturel

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈
Importations	519,4	14 083	508,9	11 751	532,8	8 515	557,7	9 804	565,8	12 095
Selon la forme de gaz										
Gaz sous forme gazeuse	449,2	12 209	444,7	10 105	453,4	7 179	451,0	8 043	445,9	9 766
Gaz naturel liquéfié (GNL)	70,2	1 874	64,2	1 646	79,5	1 336	106,6	1 761	119,9	2 329
Selon le type de contrat										
Court terme	113,7	n.d.	106,4	n.d.	97,5	n.d.	110,4	n.d.	171,3	n.d.
Moyen et long terme	405,6	n.d.	402,5	n.d.	435,3	n.d.	447,2	n.d.	394,5	n.d.
Exportations	- 82,1	- 2 158	- 62,9	- 1 431	- 43,1	- 685	- 70,1	- 1 228	- 68,7	- 1 413
Solde échanges extérieurs	437,3	11 926	446,0	10 320	489,7	7 829	487,6	8 576	497,0	10 682

* 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 (- 0,5 TWh en 2018).

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

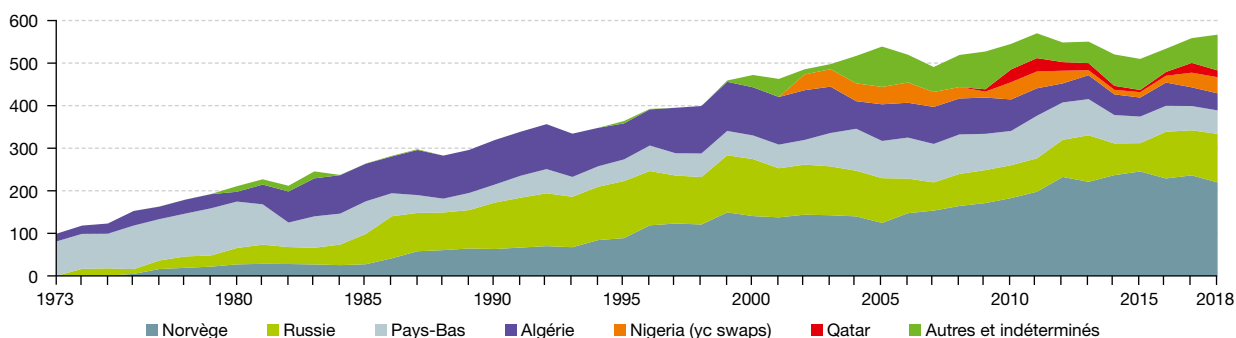
La Norvège demeure le principal fournisseur de la France en 2018 (39 % du total des entrées brutes), à un niveau analogue à celui des cinq dernières années, et reste loin devant la Russie (20 %), les Pays-Bas (10 %), l'Algérie (7 %), le Nigeria (7 %) et le Qatar (3 %). La hausse des importations françaises de gaz naturel en 2018 est néanmoins principalement portée par celle des achats

auprès du Nigeria (+ 10 %) et d'autres pays (+ 44 %), dont le développement traduit une diversification des approvisionnements permise par l'importation de GNL (figure 2.3.2.2). 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 15 % des entrées brutes.

partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.3.2.2 : origine des importations de gaz naturel

En TWh PCS*



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

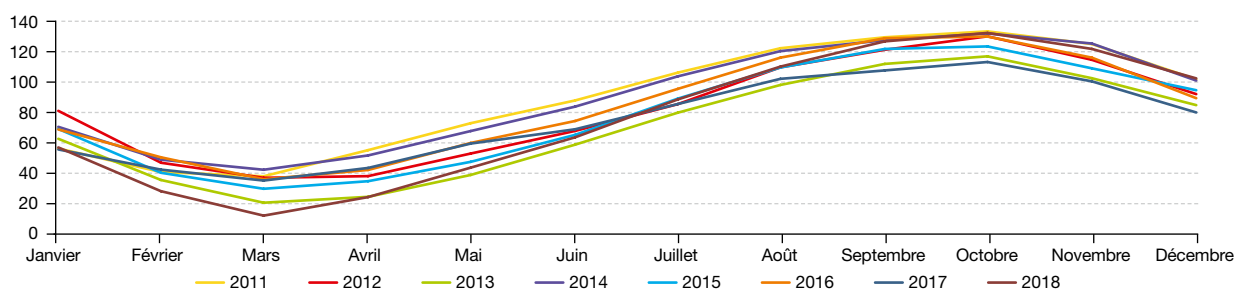
Source : calculs SDES, enquête annuelle et mensuelle sur la statistique gazière

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 2.3.2.3). En général, les stocks sont 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 premier semestre 2018 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. 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*, les stocks ont augmenté de 22,5 TWh entre fin décembre 2017 et fin décembre 2018, ce qui correspond à une dépense de 495 M€ (figure 2.3.2.4). 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 2.3.2.3 : niveau des stocks utiles de gaz naturel (y compris GNL) en fin de mois

En TWh PCS*



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, enquête mensuelle sur la statistique gazière

Figure 2.3.2.4 : variations de stocks de gaz naturel

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈
Variations de stocks	- 16,3	- 441,5	6,5	150,7	4,8	76,5	9,6	175,9	- 22,5	- 495,2

* 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

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

2.3.3 CHARBON

L'approvisionnement de la France en charbon primaire repose presque exclusivement sur ses importations. Leur niveau – près de 14 millions de tonnes (Mt) en 2018 (figure 2.3.3.1) – 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 hausse depuis deux ans). 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 2.3.3.1 : solde importateur de produits charbonniers

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈
Importations	14,8	1 472	14,0	1 324	13,1	1 168	15,6	2 078	13,9	1 934
Charbon primaire	14,1	1 322	13,4	1 204	12,7	1 078	15,0	1 932	13,3	1 738
Charbon dérivé	0,7	151	0,5	120	0,4	90	0,6	146	0,7	196
Exportations	- 0,1	- 12	- 0,03	- 5	- 0,1	- 13	- 0,01	- 1	- 0,1	- 15
Charbon dérivé	- 0,1	- 12	- 0,03	- 5	- 0,1	- 13	- 0,01	- 1	- 0,1	- 15
Solde importateur	14,8	1 460	14,0	1 319	13,0	1 155	15,6	2 077	13,9	1 919
Charbon primaire	14,1	1 322	13,4	1 204	12,7	1 078	15,0	1 932	13,3	1 738
Charbon dérivé	0,7	139	0,5	115	0,4	76,9	0,6	145	0,6	181

Note : conformément à la méthodologie de l'AIE, les importations sont nettes des réexportations.

Source : DGDDI

Les cinq principaux fournisseurs de charbon de la France demeurent les mêmes depuis plusieurs années. En 2018, la Russie reste le plus important d'entre eux, avec plus de 30 % du total importé, à 4,2 Mt. L'Australie, qui occupait le premier rang de 2014 à 2016, vient ensuite (22 % des imports), suivie par la Colombie (13 %) et les États-Unis (11 %). L'Afrique du Sud, parmi les trois premiers en 2013, demeure en cinquième position, avec 10 % des quantités importées (1,4 Mt) - (figure 2.3.3.2).

Tous produits confondus, les importations de charbon, nettes des (faibles) volumes exportés, s'élèvent à 13,9 Mt en 2018, en net recul par rapport à 2017 (- 11 %). Ces importations avaient été en baisse continue de 2014 à 2016, année lors de laquelle elles avaient atteint leur plus bas niveau depuis plus

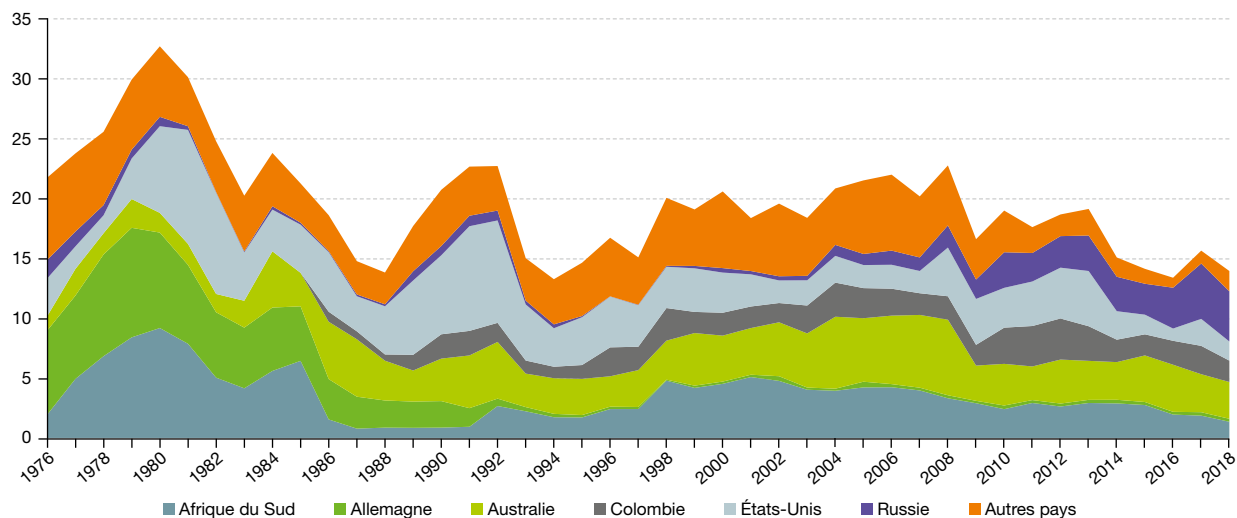
de 20 ans. Elles étaient reparties à la hausse en 2017, dans un contexte de reprise économique et du fait des vagues de froid de janvier et novembre. L'année 2018 a été une année de très basse consommation de charbon pour la production électrique (cf. 4.4). Les importations reviennent ainsi à leur niveau de 2015.

Les prix ayant légèrement augmenté (cf. 1.4), la facture charbonnière de la France a diminué, mais à un rythme moins prononcé que celui des importations physiques (- 8 %), à 1,9 Md€. Si le charbon dérivé représente moins de 5 % des quantités importées, il pèse davantage dans la facture correspondante, en raison de prix bien plus élevés que ceux du charbon primaire.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.3.3.2 : 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 2018, les stocks de charbon sur le territoire national, y compris les stocks de l'industrie hors sidérurgie, s'élèvent à 5,3 Mt, en augmentation sur un an. En effet, les opérateurs ont globalement stocké des produits charbonniers en 2018, à hauteur de 0,1 Mt (figure 2.3.3.3). 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 (sucreries, papeteries...). Fin 2018, les stocks à destination de la production d'électricité représentent 8 mois de consommation, contre 6 mois fin 2017.

Figure 2.3.3.3 : variations de stocks de produits charbonniers

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈
Variations de stocks	- 0,2	- 24	0,2	- 10	1,0	49	- 0,3	- 105	- 0,1	- 18
Charbon primaire	0,0	1	0,4	32	1,0	66	- 0,1	- 43	- 0,2	- 29
Charbon dérivé	- 0,1	- 26	- 0,2	- 42	- 0,1	- 17	- 0,2	- 62	0,0	12

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

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

2.3.4 BOIS-ÉNERGIE

Exportatrice nette jusqu'au début des années 2010, la France enregistre depuis plusieurs années un déficit commercial sur le bois-énergie. En 2018, les achats français, nets des quantités exportées, s'élèvent ainsi à 1,2 TWh, pour une facture correspondante de 51 M€ (figure 2.3.4.1).

Le solde du commerce extérieur se dégrade à nouveau

en 2018. Les importations, en hausse soutenue depuis le début de la décennie, augmentent fortement en 2018 (+ 22 %). Les exportations enregistrent une moindre hausse (+ 9 %). La convergence des prix à l'importation et des prix à l'exportation (cf. 1.5), observée depuis plusieurs années, se poursuit en 2018 et atténue légèrement la dégradation du solde du commerce extérieur.

Figure 2.3.4.1 : échanges extérieurs de bois-énergie

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈
Importations	3,3	126	3,1	114	4,1	137	4,4	141	5,3	171
Exportations	3,7	92	4,0	109	3,8	103	4,0	110	4,1	120
Solde importateur	- 0,3	34	- 0,9	5	0,4	34	0,5	31	1,2	51

Source : DGDDI, calculs SDES

2.3.5 BIOCARBURANTS

Dans sa balance commerciale, 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 0,3 Mtep en 2018 (soit 10 % des biocarburants consommés en France), pour une facture correspondante de 0,2 Md€, en repli de 43 % par rapport à 2017 (figure 2.3.5.1). L'amélioration du solde des échanges de biocarburants s'explique par un ralentissement des importations (+ 3 %, à 1,0 Mtep) et surtout par une forte hausse des exportations (+ 66 %, à 0,7 Mtep).

Importatrice nette de biodiesel, la France connaît depuis 2016 une diminution de son solde importateur, en raison

d'exportations en forte hausse (+ 83 % par rapport à 2017) et d'une relative stabilisation de ses importations.

À l'inverse, la France enregistre un solde exportateur de bioéthanol (+ 0,1 Mtep). Celui-ci est néanmoins en retrait par rapport à la période 2014-2015, en raison d'une hausse de la consommation intérieure, que ne compense que partiellement la hausse de la production.

Globalement, la majorité des biocarburants consommés en France sont produits sur le territoire (au sens, qui est celui du bilan, où la transformation de matières premières en biocarburants est réalisée sur le sol national). On peut toutefois également s'intéresser au lieu de production des matières premières elles-mêmes : de ce point de vue, 37 % du biodiesel et 70 % du bioéthanol consommés en France sont d'origine nationale.

Figure 2.3.5.1 : échanges extérieurs de biocarburants

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En ktep	En M€ ₂₀₁₈	En ktep	En M€ ₂₀₁₈	En ktep	En M€ ₂₀₁₈	En ktep	En M€ ₂₀₁₈	En ktep	En M€ ₂₀₁₈
Importations	565	551	591	493	862	735	961	846	991	900
Bioéthanol	56	70	82	85	76	67	73	69	86	86
Biodiesel	509	481	509	408	786	668	888	776	905	813
Exportations	- 352	- 407	- 407	- 423	- 383	- 339	- 424	- 426	- 703	- 663
Bioéthanol	- 282	- 334	- 286	- 313	- 205	- 164	- 131	- 119	- 167	- 162
Biodiesel	- 70	- 73	- 121	- 110	- 179	- 174	- 293	- 306	- 536	- 501
Solde importateur	213	143	185	70	478	396	538	420	288	237
Bioéthanol	- 226	- 264	- 204	- 228	- 129	- 97	- 58	- 50	- 81	- 75
Biodiesel	439	408	388	298	607	493	595	470	370	312

Note : s'agissant du bioéthanol incorporé « pur » (qui compte pour 70 % de la consommation de bioéthanol, avec le bioéthanol incorporé sous forme d'éther éthylique tertio-butyle - ETBE), seul le solde des échanges extérieurs est connu. Les importations de bioéthanol incorporé « pur » sont donc supposées nulles.

Source : DGDDI, calculs SDES

2.3.6 ÉLECTRICITÉ

La France est globalement exportatrice d'électricité, du fait d'une production dans l'ensemble supérieure à la demande intérieure (*figure 2.3.6.1*). 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 2018, la France a importé 14 TWh et a exporté 77 TWh, soit un solde exportateur d'électricité de 63 TWh. Après avoir fortement chuté en 2016, de 35 %, à un niveau inédit depuis 2010, puis à nouveau de 3 % en 2017, ce dernier augmente en 2018 de 57 % et retrouve un niveau comparable aux années 2014 et 2015. Le rebond des productions nucléaire et hydraulique explique

cette évolution. Le solde exportateur d'électricité augmente fortement aux interconnexions frontalières avec la région CWE (*Central Western Europe* : + 440 % vers l'ensemble Allemagne, Belgique et Luxembourg), la Suisse (+ 60 %), la Grande-Bretagne (+ 56 %) et, dans une moindre mesure, l'Italie (+ 15 %). Il recule toutefois légèrement à l'interconnexion frontalière avec l'Espagne (- 3 %) : environ 15,5 TWh ont ainsi été exportés en 2018 et 3,5 TWh ont été importés.

Les recettes tirées des exportations d'électricité s'élèvent en 2018 à 3,6 Md€. Déduction faite des dépenses d'importation (0,8 Md€), il en résulte un solde net de 2,8 Md€, plus du double de l'année précédente à euros constants. Cette forte augmentation s'explique essentiellement par la hausse sensible du solde exportateur physique ainsi que par celle des prix à l'exportation (*cf. 1.7.1*). Le bénéfice net tiré du commerce extérieur d'électricité est ainsi le plus haut observé depuis le début de la décennie.

Figure 2.3.6.1 : échanges extérieurs d'électricité

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈
Importations	8	369	10	466	20	938	21	1 211	14	800
Exportations	- 75	- 2 570	- 74	- 2 836	- 61	- 2 020	- 61	- 2 528	- 77	- 3 644
Solde importateur	- 67	- 2 201	- 64	- 2 370	- 42	- 1 082	- 40	- 1 317	- 63	- 2 844

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 augmente en 2018 de 1,6 %, à 95,7 Mtep, après deux années de baisse. Ce rebond s'explique par celui de la production nucléaire et des pertes de chaleur induites. Deux facteurs jouent en sens inverse, mais sont de moindre ampleur. D'une part, les centrales thermiques classiques de production d'électricité ont été moins sollicitées, entraînant une baisse des pertes de transformation associées. D'autre part, la consommation de charbon des hauts-fourneaux diminue, en raison du tassement de leur activité. Au total, la dépense de la branche énergie s'est élevée à 29,9 Md€ en 2018, dont plus de 85 % est dû au raffinage de pétrole.



3.1 La valeur de la production des raffineries de pétrole poursuit sa hausse alors que les volumes se replient nettement

Le raffinage consiste à transformer le pétrole brut en différents produits finis, énergétiques (carburants, combustibles) ou non (lubrifiants, bitume et produits destinés à la pétrochimie entre autres). Le pétrole brut est, dans un premier temps, séparé par distillation en plusieurs coupes pétrolières, les plus lourdes pouvant, dans un deuxième temps, être craquées en molécules plus légères 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.

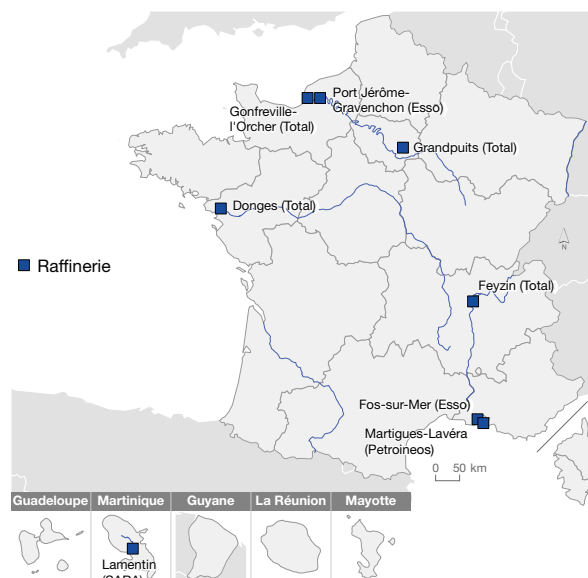
Les biocarburants produits ou importés en France sont incorporés en raffinerie ou en dépôt aux carburants non issus de biomasse. Les informations fournies ci-dessous portent sur les produits raffinés, biocarburants exclus.

Depuis plusieurs années, le raffinage en Europe doit faire face 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, utilisé par le 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 a été reconvertie pour produire des biocarburants miscibles au gazole ou au carburéacteur, la France ne compte plus désormais que huit raffineries de pétrole brut (*figure 3.1.1*).

En 2018, la production nationale de produits raffinés, nette de la consommation propre des raffineries, s'élève à 55 Mtep, pour une consommation de matière première de 57 Mtep (*figure 3.1.2*). Elle recule sensiblement sur un an (-6,2 %), en raison notamment de deux grands arrêts de maintenance programmés ainsi que de la baisse de la demande (*cf. 4.2*). Stable en 2017, cette production avait reculé modérément,

Figure 3.1.1 : raffineries de pétrole brut en 2018



Source : DGEC

de 1,6 % 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.

En 2018, les raffineurs ont dépensé 25,5 Md€ en pétrole brut et en charges de raffinage, pour fournir des produits finis valorisés à 28,7 Md€. En euros constants 2018, la valeur de cette production est en nette hausse pour la deuxième année consécutive (+10 %, après +22 % en 2017), en raison notamment de la remontée des cours (*cf. 1.2*), et malgré le repli de la production. Cette valeur avait reculé auparavant durant cinq années consécutives. Elle revient ainsi à un niveau supérieur à celui de 2015, mais encore inférieur à celui de 2013. En 2018, les raffineries ont dégagé un excédent de 3,2 Md€, soit 56 € pour chaque tonne équivalent pétrole de produit à distiller utilisée, contre 68 €₂₀₁₈ l'année précédente.

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

Les raffineries françaises produisent principalement du gazole (35 % du total de la production en 2018), des supercarburants (20 %), des produits non énergétiques (15 %) et du fioul lourd (10 %) - (figure 3.1.3). Le fioul domestique et

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

Figure 3.1.2 : consommation de pétrole brut et autres charges de raffinage et production nette de produits finis des raffineries

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Consommation de pétrole brut et autres charges de raffinage	60,0	33 711	62,0	22 230	61,1	17 862	61,1	21 858	57,3	25 484
Production nette des raffineries	57,5	37 024	59,5	26 506	58,5	21 315	58,8	26 030	55,1	28 693
Solde	-	3 313	-	4 275	-	3 453	-	4 172	-	3 209

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

Le rapport entre le solde calculé ici et la consommation peut présenter des écarts avec la marge de raffinage calculée et diffusée par la DGEC, car cette dernière s'appuie non sur des données réelles mais sur un modèle théorique de raffinerie en prenant en compte en outre un ensemble plus vaste de charges (dépenses de gaz naturel notamment).

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

Figure 3.1.3 : production nette de produits finis des raffineries

En Mtep

	2014	2015	2016	2017	2018
Production nette des raffineries	57,5	59,5	58,5	58,8	55,1
Gazole	21,1	20,8	20,5	20,6	19,1
Supercarburants*	11,7	11,8	11,8	11,9	10,9
Produits non énergétiques**	7,6	7,8	7,4	8,2	8,1
Fioul lourd	6,3	7,1	7,2	6,0	5,5
Fioul domestique et autres gazoles	4,1	5,2	4,9	4,6	4,4
Jet kérosène	3,8	4,0	3,9	4,4	4,3
GPL	1,6	1,7	1,7	1,8	1,5
Autres***	1,3	1,1	1,1	1,3	1,2

* 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

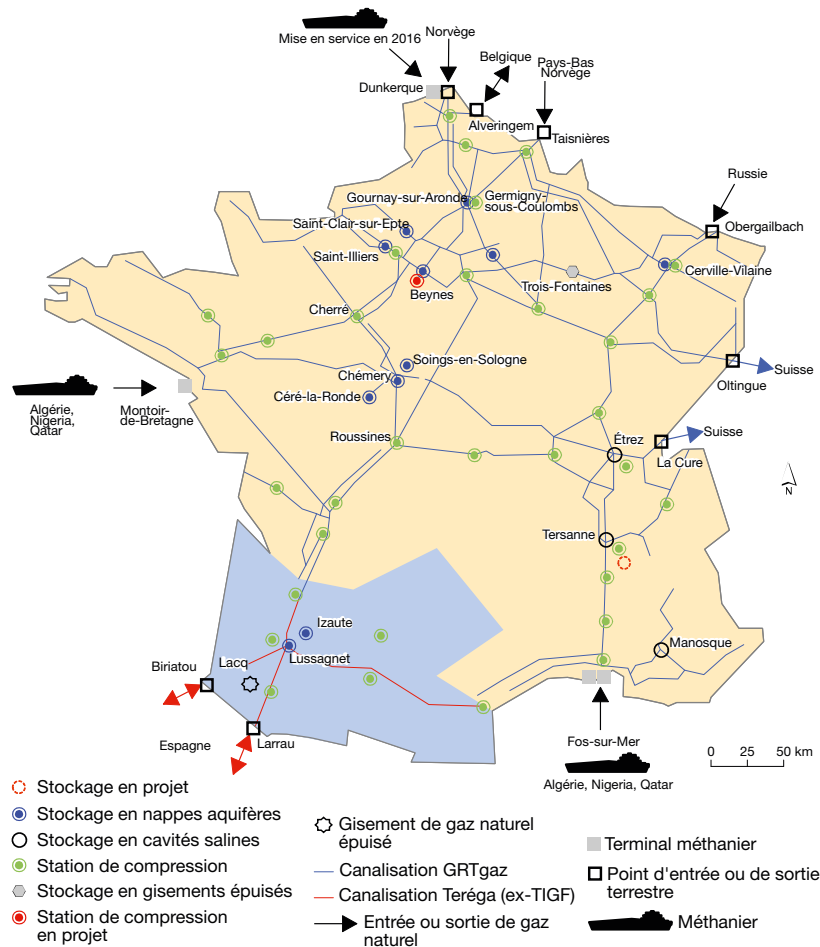
3.2 Hausse modérée du coût des infrastructures gazières

Les infrastructures gazières françaises permettent d'acheminer le gaz naturel, pour l'essentiel importé, vers les zones de consommation (figure 3.2.1).

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 2 391 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 3.2.1 : infrastructures gazières françaises en 2018 (hors réseaux de distribution)



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 Commission de régulation de l'énergie (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 20 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. 2.3.2). 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 deux zones distinctes, connectées l'une à l'autre et correspondant aux places de marchés françaises. 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. Un peu plus de 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 6,3 Md€ en 2018, en hausse de 2,3 % en euros constants par rapport à 2017 (figure 3.2.2). Elle correspond au coût des infrastructures gazières répercuté sur le consommateur final, d'une part via les tarifs d'accès des tiers aux réseaux (de transport (ATRT) et de distribution (ATRD)) et aux terminaux régulés (terminaux méthaniers (ATTM)), fixés par la CRE, et d'autre part via les tarifs liés aux sites de stockage, déterminés lors d'enchères dans des conditions définies par la CRE depuis la réforme de l'accès des tiers aux stockages de gaz naturel du 1^{er} janvier 2018. 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. En revanche, elle comprend la valeur des pertes physiques de gaz sur les réseaux, qui sont achetées sur les marchés par les gestionnaires. Ces pertes s'élèvent à 5,5 TWh en 2018, en recul de 2,0 % par rapport à 2017, représentant une charge de 126 M€ pour les gestionnaires (figure 3.2.3). Celles-ci étant à peu près proportionnelles aux quantités de gaz transitant par les réseaux, leurs variations d'une année sur l'autre suivent celles de la demande intérieure. Les gestionnaires ont ainsi perçu une rémunération, nette de la valeur de ces pertes, d'environ 6,2 Md€ en 2018, en hausse de 1,9 % par rapport à 2017, pour financer le développement, la maintenance et l'exploitation des infrastructures gazières ainsi que les missions associées (figure 3.2.4). Elle intervient après une année 2017 en légère baisse, après cinq années de hausse continue entre 2011 et 2016 (+ 13 % sur la période en euros constants). Le réseau de transport et ceux de distribution représentent respectivement 28 % et 54 % de ces coûts d'infrastructures en 2018, contre 11 % pour les sites de stockage souterrain et 7 % pour les terminaux méthaniers.

Figure 3.2.2 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières

En M€₂₀₁₈

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Réseau de transport	1 501	1 551	1 639	1 767	1 755	1 832	1 811	1 800
<i>dont pertes</i>	74	56	101	76	72	45	58	67
Réseaux de distribution	2 882	2 998	3 341	3 101	3 252	3 472	3 411	3 403
<i>dont pertes</i>	51	62	70	44	43	32	38	49
Sites de stockage souterrain	906	813	632	690	710	649	541	686
<i>dont pertes</i>	10	14	14	8	7	6	4	11
Accès aux terminaux méthaniers	322	330	333	332	328	326	433	451
Total	5 611	5 693	5 946	5 891	6 045	6 278	6 196	6 340
<i>dont pertes</i>	135	132	185	128	122	83	100	126
Total hors pertes	5 475	5 561	5 762	5 763	5 923	6 195	6 096	6 214

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

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

Figure 3.2.3 : pertes sur les réseaux de gaz naturel (y compris pertes de stockage)

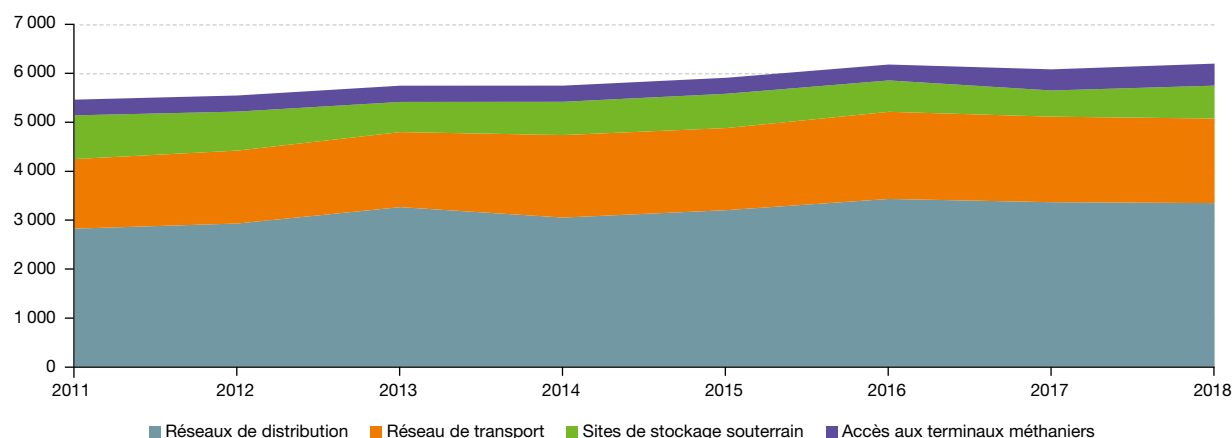
	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈
Réseau de transport	3,4	76	3,5	72	3,1	45	3,2	58	2,9	67
Réseaux de distribution	2,0	44	2,1	43	2,2	32	2,2	38	2,1	49
Sites de stockage souterrain	0,4	8	0,3	7	0,4	6	0,2	4	0,5	11
Total	5,7	128	6,0	122	5,7	83	5,6	100	5,5	126

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

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

Figure 3.2.4 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières (hors valeur des pertes physiques)

En M€₂₀₁₈



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 (figure 3.2.5). Si les volumes concernés demeurent relativement faibles, ils progressent néanmoins rapidement avec le développement de la filière, doublant en moyenne chaque année. En 2018, 714 GWh ont ainsi été injectés sur les réseaux, soit près du double de l'année précédente, pour un coût

de 73 M€ et un surcoût, par rapport à l'achat de gaz naturel, de 56 M€. En fin d'année 2018, 76 installations, d'une capacité d'injection de 1 203 GWh/an, sont raccordées aux réseaux de gaz naturel, tandis que 672 projets supplémentaires, représentant une capacité de près de 14 TWh/an, sont en cours de développement.

Figure 3.2.5 : injections de biométhane

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈
Injections de biométhane	0,0	3,3	0,1	9,1	0,2	22,1	0,4	40,7	0,7	73,0
dont subvention	-	2,6	-	7,4	-	18,9	-	33,4	-	56,4

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

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

3.3 La transformation de charbon : léger recul de l'activité de la filière fonte

3.3.1 LES COKERIES

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

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

environ 3,1 Mtep de charbon primaire en 2,2 Mtep de charbon dérivé (du coke, mais aussi de petites quantités de goudron de houille). Le processus de fabrication du coke débouche également sur la production de 0,7 Mtep de gaz fatal, dont une partie (0,1 Mtep en 2018) est réutilisée pour chauffer les fours à coke. La marge de cokéfaction, différence entre la valeur du coke, du goudron de houille et des gaz dérivés produits et celle du charbon primaire et des gaz dérivés consommés, s'élève à 366 M€ en 2018. Elle est répartie à la hausse, après deux ans de recul, en raison notamment de la nette progression de la valeur du charbon dérivé produit, tandis que, dans le même temps, celle du charbon primaire consommé s'est repliée (figure 3.3.1.1).

Figure 3.3.1.1 : consommation et production des cokeries

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Consommation totale	3,36	505	3,27	469	3,25	457	3,58	932	3,56	822
Charbon primaire	3,17	489	3,15	441	3,06	413	3,18	815	3,14	745
Gaz dérivés	0,19	16	0,12	29	0,19	44	0,39	116	0,41	77
Production totale	2,89	827	2,89	923	2,75	834	2,94	1 177	2,89	1 187
Charbon dérivé	2,29	775	2,24	768	2,18	701	2,26	926	2,23	1 022
Gaz dérivés	0,60	52	0,66	155	0,57	133	0,67	251	0,66	165
Consommation totale nette	0,47	-	0,37	-	0,50	-	0,64	-	0,67	-
Marge de cokéfaction	-	322	-	453	-	378	-	246	-	366

Note : un opérateur a révisé fortement à la hausse ses productions de gaz dérivés, entraînant une rupture de série entre 2016 et 2017. Par ailleurs, à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation des cokeries.

Sources : SDES, enquête sur les produits du charbon dans l'industrie sidérurgique ; Insee

3.3.2 LES HAUTS-FOURNEAUX

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

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

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 2018, les hauts-fourneaux ont consommé 5,1 Mtep de produits charbonniers, dont 2,3 Mtep de charbon dérivé, principalement du coke (figure 3.3.2.1). Nette des gaz fatals produits lors du processus de production, la consommation totale des hauts-fourneaux s'élève à 3,7 Mtep. Cette consommation est en légère baisse par rapport à 2017, suivant

celle de la production de fonte (figure 3.3.2.2). La dépense correspondante s'établit à 1,2 milliard d'euros, en très légère augmentation, la hausse des prix faisant plus que compenser la baisse du volume consommé. Elle reste toutefois inférieure aux niveaux atteints au début de la décennie, du fait principalement de prix encore inférieurs.

Figure 3.3.2.1 : consommation et production des hauts-fourneaux

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Consommation totale	5,04	1 172	4,77	1 269	4,41	1 242	5,21	1 751	5,09	1 589
Charbon primaire	1,93	342	1,60	286	1,51	271	1,83	504	1,77	453
Charbon dérivé	2,35	763	2,25	766	2,17	802	2,32	963	2,29	951
Gaz dérivés	0,76	67	0,92	216	0,73	170	1,06	285	1,02	185
Production totale	1,29	113	1,20	283	1,02	237	1,42	530	1,40	350
Gaz dérivés	1,29	113	1,20	283	1,02	237	1,42	530	1,40	350
Consommation totale nette	3,75	1 058	3,57	986	3,39	1 005	3,79	1 221	3,69	1 240

Note : un opérateur a révisé fortement à la hausse ses productions de gaz dérivés, entraînant une rupture de série entre 2016 et 2017. Par ailleurs, à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation des hauts-fourneaux.

Sources : SDES, enquête sur les produits du charbon dans l'industrie sidérurgique ; Insee

Figure 3.3.2.2 : production de fonte et d'acier à l'oxygène pur (en Mt), consommation nette des hauts-fourneaux (en Mtep)



Note : un opérateur a révisé fortement à la hausse ses productions de gaz dérivés, entraînant une rupture de série entre 2016 et 2017. Par ailleurs, à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation des hauts-fourneaux.

Sources : SDES, enquête sur les produits du charbon dans l'industrie sidérurgique ; A3M

3.4 Hausse de la production d'électricité en raison du rebond des productions nucléaire et hydraulique

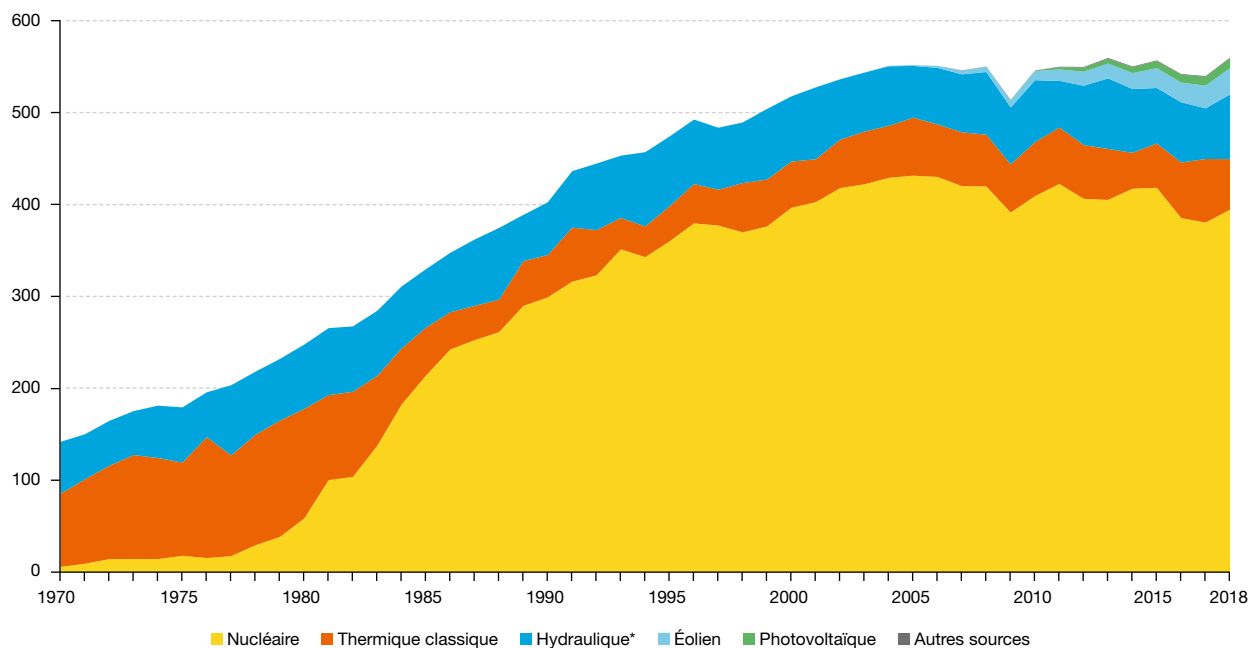
3.4.1 PRODUCTION NETTE D'ÉLECTRICITÉ

La production d'électricité en France 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 558 TWh en 2018, en hausse de 3,7 % par rapport à 2017. Le nucléaire représente 70 % de la production totale d'électricité, devant l'hydraulique (13 %), le thermique classique (10 %), l'éolien (5 %) et le photovoltaïque (2 %).

Figure 3.4.1.1 : production nette d'électricité

En TWh



* Y compris énergie marémotrice.

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

Figure 3.4.1.2 : production nette d'électricité

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈
Production nucléaire	416		417		384		379		393	
<i>dont Arenh</i>	71	3 087	16	701	0	0	82	3 475	96	4 045
Production hydraulique*	69		60		65		55		70	
<i>dont hydraulique sous OA</i>	6	417	5	374	6	424	5	371	6	492
<i>dont subventions OA</i>		188		170		214		157		197
Production éolienne sous OA	17		21		21		25		29	2 513
<i>dont subventions OA</i>		850		1 056		1 083		1 136		1 210
Production photovoltaïque sous OA	6	2 539	8	2 721	9	2 788	10	2 936	11	2 986
<i>dont subventions OA</i>		2 322		2 445		2 512		2 568		2 492
Production thermique	39		48	0	60		69		55	
<i>dont thermique sous OA</i>	11	1 257	11	1 341	12	1 457	13	1 678	14	1 939
<i>dont subventions OA</i>		774		857		913		1 028		1 252
Production autre	1		1		1		1		1	
Total production France entière	549	0	555	0	540	0	538	0	558	0
<i>dont sous OA</i>	<i>45</i>	<i>7 131</i>	<i>51</i>	<i>7 904</i>	<i>53</i>	<i>8 128</i>	<i>57</i>	<i>8 622</i>	<i>65</i>	<i>9 452</i>
<i>dont subventions OA</i>		<i>4 134</i>		<i>4 529</i>		<i>4 721</i>		<i>4 889</i>		<i>5 150</i>
dont total production ZNI**	9	0	9	0	10	0	10	0	10	0
<i>dont sous OA</i>	<i>5</i>	<i>1 337</i>	<i>6</i>	<i>1 531</i>	<i>6</i>	<i>1 508</i>	<i>6</i>	<i>1 460</i>	<i>6</i>	<i>1 522</i>
charges de péréquation		1 881		1 850		1 836		1 794		1 825

* 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 (OA) ou bénéficiant de compléments de rémunération, 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

Après deux années de baisse en raison de nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires, la production nette d'électricité nucléaire progresse de 3,7 % en 2018, à 393 TWh, même si le niveau reste bas en comparaison des dix dernières années (cf. 2.2.2). 96 TWh, soit 24 % de la production nucléaire, ont été rachatés à EDF par les fournisseurs alternatifs dans le cadre du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh), pour un montant de 4,0 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

La production hydraulique avait été pénalisée en 2017 par plusieurs épisodes de sécheresse, les variations d'une année sur l'autre dépendant fortement du débit des cours d'eau. Elle retrouve en 2018 un niveau élevé, la production nette (y compris énergies marines) augmentant de 28 % sur un

an, à 70 TWh (cf. 2.2.3). Environ 7,5 % de la production, soit un peu plus de 5,2 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 2018, 6 TWh sont produits dans le cadre de contrats d'obligation d'achat dont ne peuvent bénéficier que les installations de faible puissance, inférieure à 12 MW. Celles-ci ont revendu leur production aux acheteurs obligés pour 492 M€.

Éolien

La production éolienne progresse à nouveau en 2018, augmentant de 16 % sur un an, pour s'établir à 29 TWh (cf. 2.2.3). Le coût pour l'État du soutien à l'électricité d'origine éolienne augmente néanmoins deux fois moins rapidement, pour atteindre 1,2 Md€ (+ 6,5 %).

Solaire photovoltaïque

La production solaire photovoltaïque progresse sur un an de 10 % en 2018, à 11 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 élevé. 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 (2,5 Md€ en 2018) augmente moins rapidement que les volumes achetés correspondants.

Thermique classique

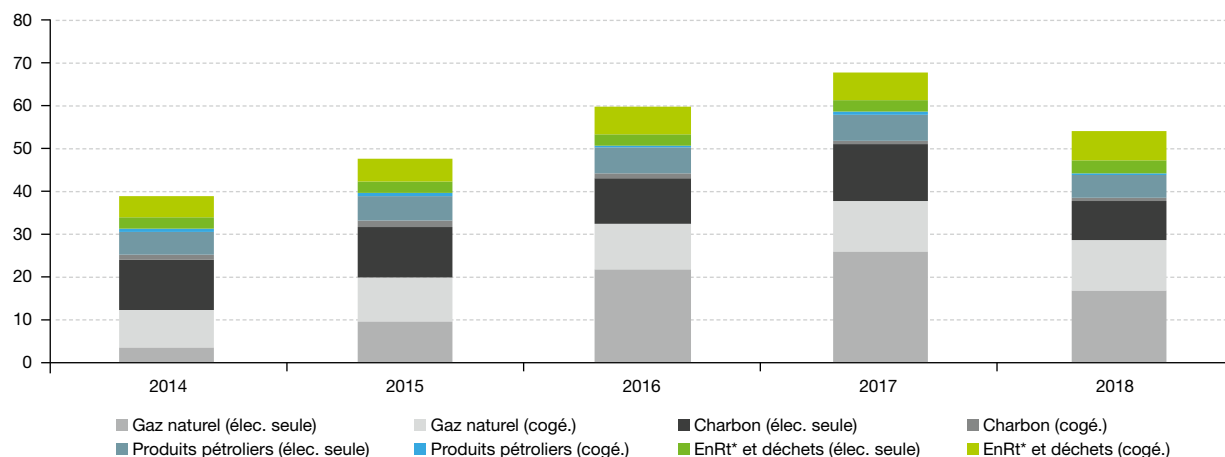
L'ajustement de l'offre à la demande d'électricité est, pour l'essentiel, assuré par la filière thermique classique, dont les moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement selon les besoins. En baisse régulière au début de la décennie, du fait de la fermeture de centrales à charbon 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 (+ 25 %), puis de nouveau en 2017 (+ 14 %, à 69 TWh), à la suite de la baisse des productions nucléaire et hydraulique (figure 3.4.1.3). Dans le contexte de reprise de ces productions, la production thermique recule fortement en 2018, de 21 %, à 55 TWh.

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 ou de celui des compléments de rémunération. La production électrique dans le cadre de ces dispositifs s'est élevée à 14 TWh en 2018, subventionnés à hauteur de 1,9 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

En TWh



* EnRt : énergies renouvelables thermiques.

Note : en 2018, 29 TWh d'électricité ont été produits par combustion de gaz naturel, dont 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

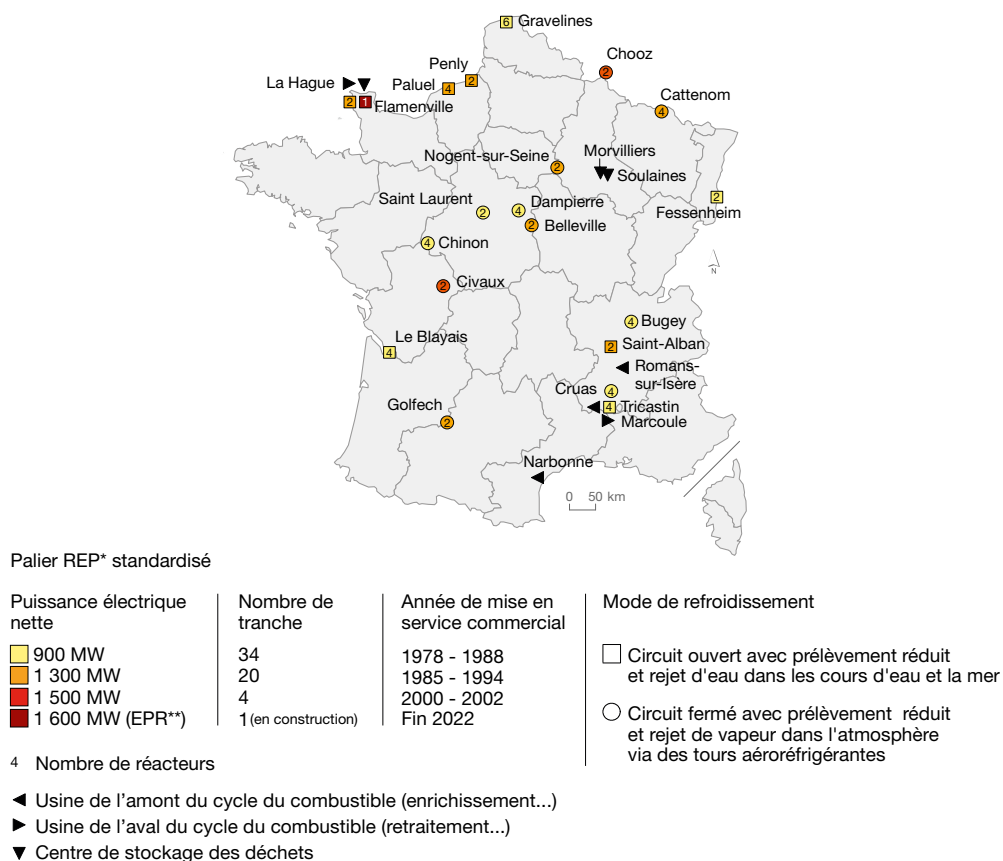
Sur l'ensemble des filières de production, ce sont, au total, 65 TWh d'électricité qui sont vendus aux acheteurs obligés ou qui bénéficient de compléments de rémunération en 2018, pour un montant de 9,5 Md€, dont plus de la moitié subventionnée par l'État.

Par ailleurs, des compensations, de l'ordre de 1,8 Md€ en 2018, sont accordées par l'État aux producteurs situés dans

les zones non interconnectées, dans le cadre 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 à garantir que celui-ci soit similaire à celui de la France continentale.

Principales installations de production d'électricité en France par filière

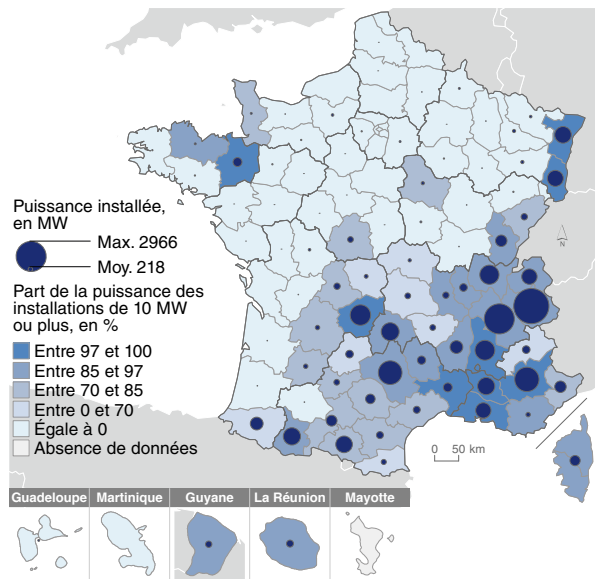
Figure 3.4.1.4 : sites nucléaires, situation au 31 décembre 2018



* REP : réacteur à eau pressurisée.
 ** EPR : réacteur pressurisé européen.
 Source : DGEC

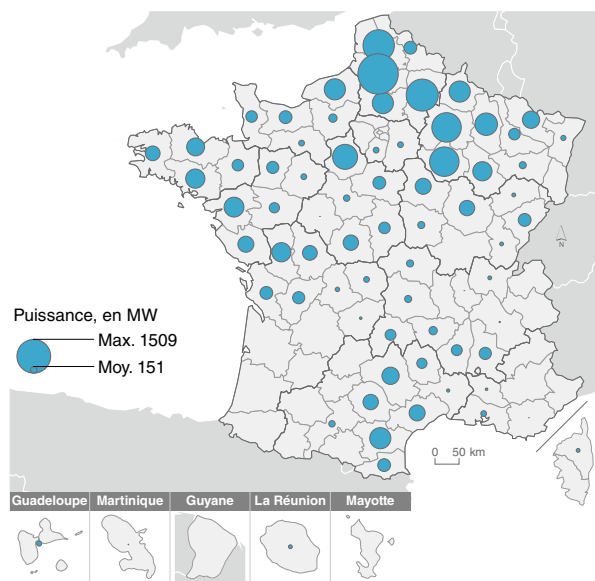
¹ Il est fait l'hypothèse, dans le compte présenté ici, que la totalité du surcoût est liée à la production, alors qu'en réalité une partie provient de la gestion du réseau. Les activités de production, distribution et fourniture d'électricité étant, par dérogation au droit européen, intégrées dans les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

Figure 3.4.1.5 : puissance hydraulique (hors pompages, y compris énergies marines) raccordée au réseau au 31 décembre 2018



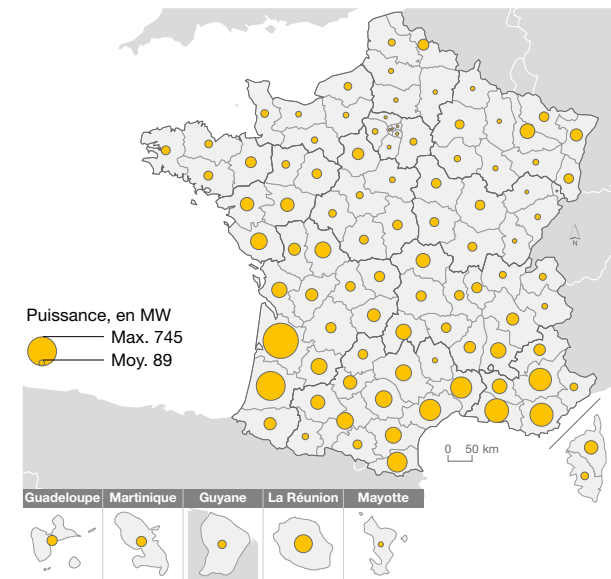
Source : calculs SDES, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

Figure 3.4.1.6 : puissance éolienne raccordée au réseau au 31 décembre 2018



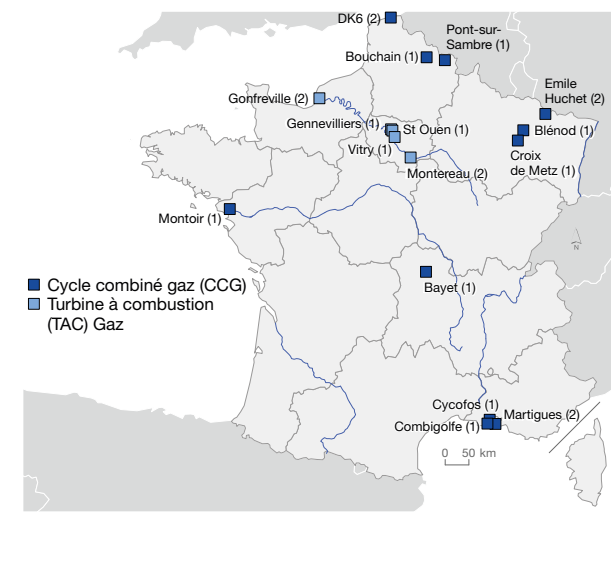
Source : calculs SDES, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.7 : puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2018



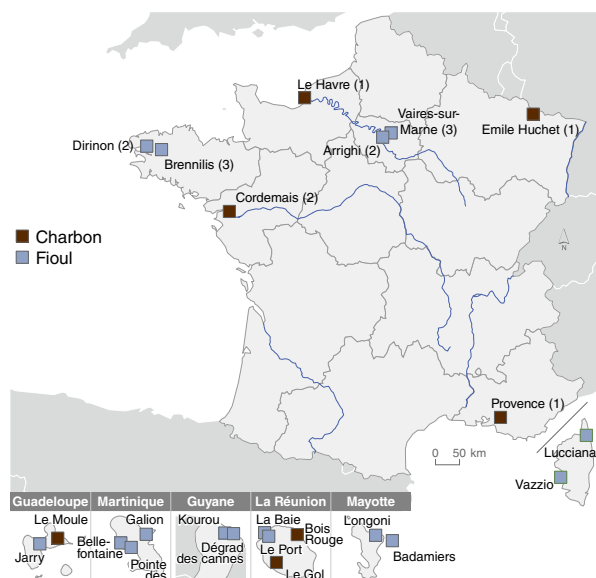
Source : calculs SDES, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.8 : centrales au gaz naturel, situation au 31 décembre 2018



Source : RTE

Figure 3.4.1.9 : centrales à charbon et au fioul, situation au 31 décembre 2018



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. Enedis est le gestionnaire d'un réseau couvrant 95 % des clients du territoire continental, 150 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 14,7 Md€ en 2018 (figure 3.4.2.1). Cette somme, payée par les consommateurs via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (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 2018, entraînant une charge de 1,6 Md€ pour les gestionnaires. Nette de la valeur de ces pertes (qui, *in fine*, constitue une rémunération des producteurs), une rémunération de 13,1 Md€ en 2018 a donc été perçue par les gestionnaires de réseaux 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 0,9 % par an en moyenne entre 2014 et 2018, avec les volumes de consommation en hausse de 16 TWh dans la même période.

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 2018. Les coûts unitaires des réseaux de distribution et de transport ont augmenté respectivement de 0,6 % et de 1,5 % par an en moyenne entre 2014 et 2018.

Figure 3.4.2.1 : utilisation des réseaux d'électricité

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈
Réseau de transport	431	4 053	440	4 095	449	4 034	446	4 201	443	4 299
<i>dont pertes</i>	11	524	10	474	11	475	11	508	11	445
Réseaux de distribution	388	10 189	400	10 259	408	10 497	406	10 400	404	10 436
<i>dont pertes</i>	24	1 337	26	1 274	26	1 192	27	1 178	28	1 203
Utilisation des réseaux	463	14 243	475	14 354	484	14 531	482	14 601	479	14 735
<i>dont pertes</i>	35	1 861	36	1 748	37	1 667	39	1 686	39	1 648

Note : le réseau de transport a acheminé 443 TWh d'électricité en 2018 et a perçu pour cela une rémunération de 4 299 M€, dont 445 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 reste stable

En 2018, 49 TWh de chaleur destinée à la vente ont été produits en France, comme l'année précédente. Nets des pertes de distribution, ce sont *in fine* 43 TWh qui ont été livrés aux consommateurs, dont plus de la moitié provient des réseaux de chaleur.

3.5.1 RÉSEAUX DE CHALEUR

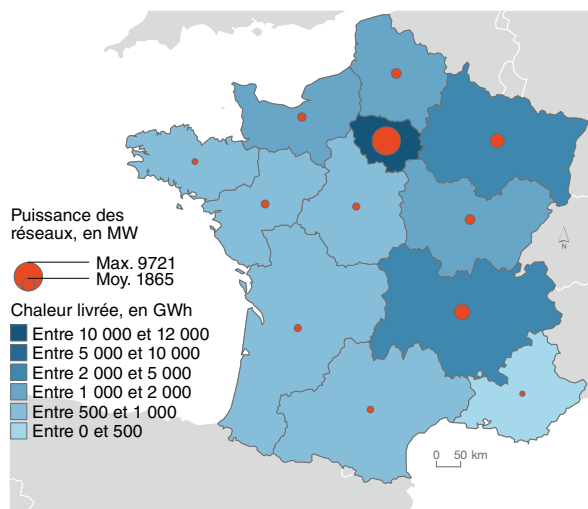
Les réseaux de chaleur sont généralement mis en place par des collectivités locales afin de chauffer, à partir d'une chaufferie collective, des bâtiments publics ou privés situés sur leur territoire. Des réseaux peuvent également être d'initiative privée. Leur taille varie fortement, allant du petit 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 2018, on dénombre plus de 780 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 2018, les réseaux ont livré aux consommateurs près de 25 TWh de chaleur (nette des pertes de distribution), comme l'année précédente. À cette fin, ils ont consommé environ 34 TWh 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). À l'inverse, la part des énergies renouvelables a plus que doublé depuis le début de la décennie, pour atteindre 41 % en 2018 comme en 2017 (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 57 % en 2018.

Plus du quart des réseaux de chaleur (27 %) possèdent un équipement de cogénération. En 2018, la chaleur produite par cogénération dans les réseaux de chaleur, puis livrée aux consommateurs, représente environ 5 TWh (soit 17 % du total des livraisons des réseaux).

Figure 3.5.1.1 : puissance thermique et chaleur livrée par les réseaux de chaleur en 2018

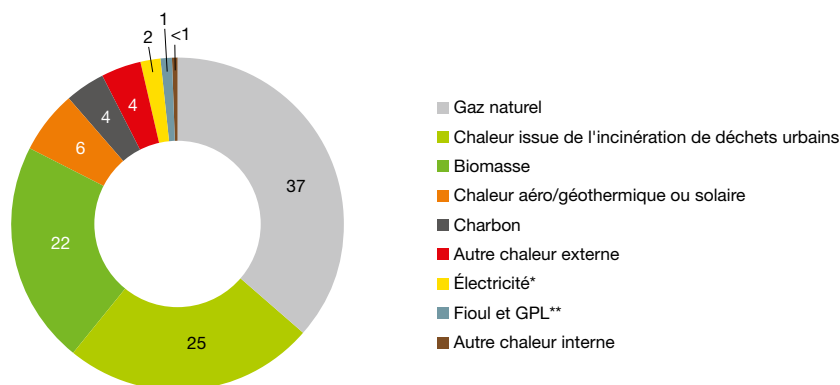


Source : SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

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

Figure 3.5.1.2 : bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2018

En %



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

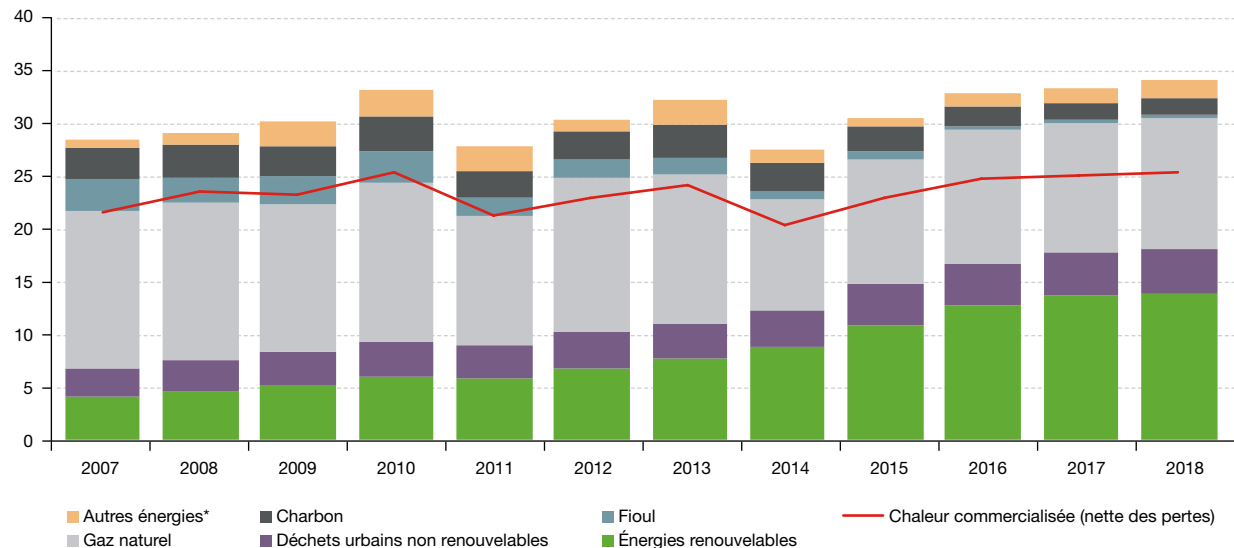
** GPL : gaz de pétrole liquéfié.

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 TWh (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 2018, les installations de production d'électricité avec procédé thermique de cogénération (hors réseaux de chaleur munis d'un tel équipement) ont produit 45 TWh de chaleur, dont 20 TWh ont été livrés, nets des pertes de distribution, à des utilisateurs tiers (figure 3.5.2.1). Tout le reste, soit 56 % 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 2018, la chaleur produite par cogénération l'a principalement été en brûlant du gaz naturel (40 %), des déchets urbains (ménagers, hospitaliers et du tertiaire : 17 %) et du bois (12 %).

Figure 3.5.2.1 : production de chaleur par cogénération en 2018 (hors réseaux de chaleur)

En TWh (données réelles, non corrigées des variations climatiques)

	Électricité issue de la cogénération, hors réseaux de chaleur	Chaleur		
		Total chaleur	Chaleur commercialisée (nette des pertes de distribution)	Pertes et chaleur autoconsommée
Production totale	16,2	44,7	19,7	25,1
Produits charbonniers	0,6	2,6	0,2	2,3
Produits pétroliers	0,4	3,7	0,2	3,5
Gaz naturel	8,4	17,7	6,5	11,2
Déchets	1,9	7,7	6,0	1,7
<i>dont déchets urbains</i>	<i>1,8</i>	<i>7,6</i>	<i>6,0</i>	<i>1,7</i>
Bois et résidus agricoles	1,7	5,4	3,7	1,7
Résidus de papeterie, liqueur noire	0,7	4,3	1,5	2,8
Biogaz	1,9	1,5	0,2	1,3
Autres combustibles	0,6	1,7	1,2	0,6

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 commercialisée) ; 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 primaire baisse très légèrement en 2018 en données réelles, à 248,9 Mtep. Corrigée des variations climatiques (CVC), elle est quasiment stable (+ 0,2 %). Le poids des énergies fossiles dans le mix énergétique décline en 2018. En effet, les consommations primaires de charbon, de pétrole et de gaz naturel baissent, tandis que celles d'énergie nucléaire et d'énergies renouvelables progressent. La consommation finale diminue légèrement à climat constant, de 0,8 %. Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 167,4 Md€ en 2018 pour satisfaire leurs besoins en énergie. Les produits pétroliers représentent plus de la moitié de cette dépense nationale en énergie et l'électricité près d'un tiers, loin devant les autres énergies.



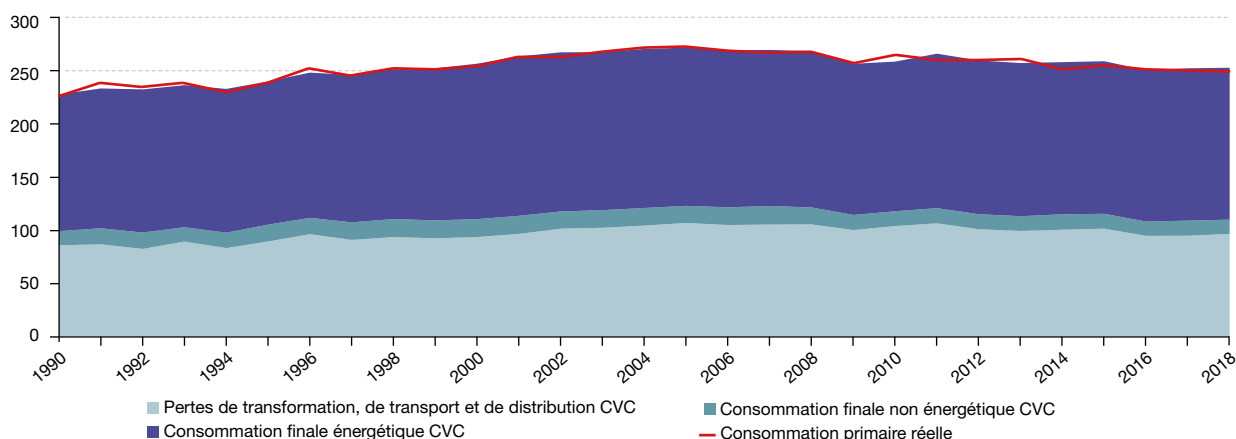
4.1 Stabilité de la consommation primaire à climat constant

La consommation primaire baisse très légèrement en 2018 en données réelles (- 0,4 %), à 248,9 Mtep (figure 4.1.1). Corrigée des variations climatiques (CVC), elle est quasiment stable (+ 0,2 %). En effet, les besoins de chauffage sont un peu moins élevés en 2018 qu'en 2017, 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). Sur le plus long terme, la consommation primaire CVC tend à baisser légèrement depuis le milieu des années 2000. Depuis 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de consommation d'énergie (cf. encadré page 65), la consommation primaire a baissé de 2,7 % à climat constant.

Figure 4.1.1 : consommation primaire totale et par usage

En Mtep

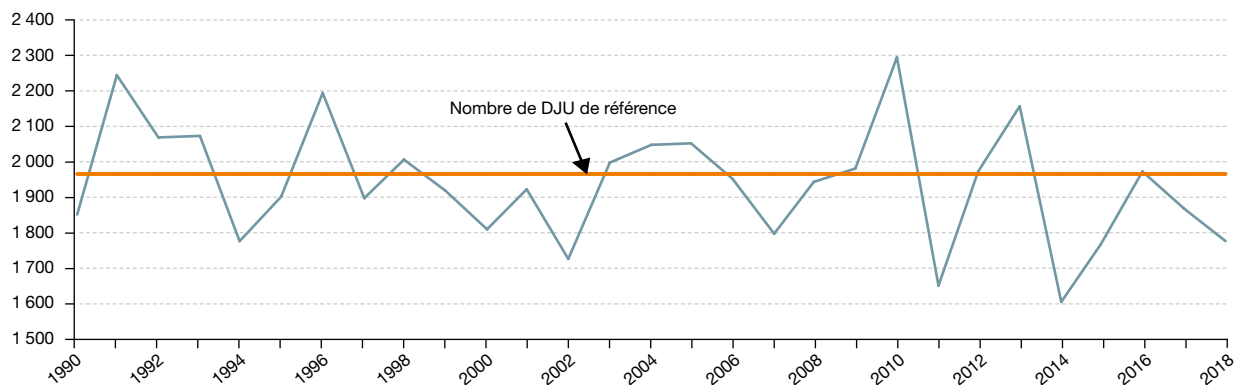


Note : les pertes de transformation, de transport et de distribution intègrent la consommation d'énergie des entreprises du secteur de la transformation pour leur usage propre ainsi qu'un écart statistique.

Champ : 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 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

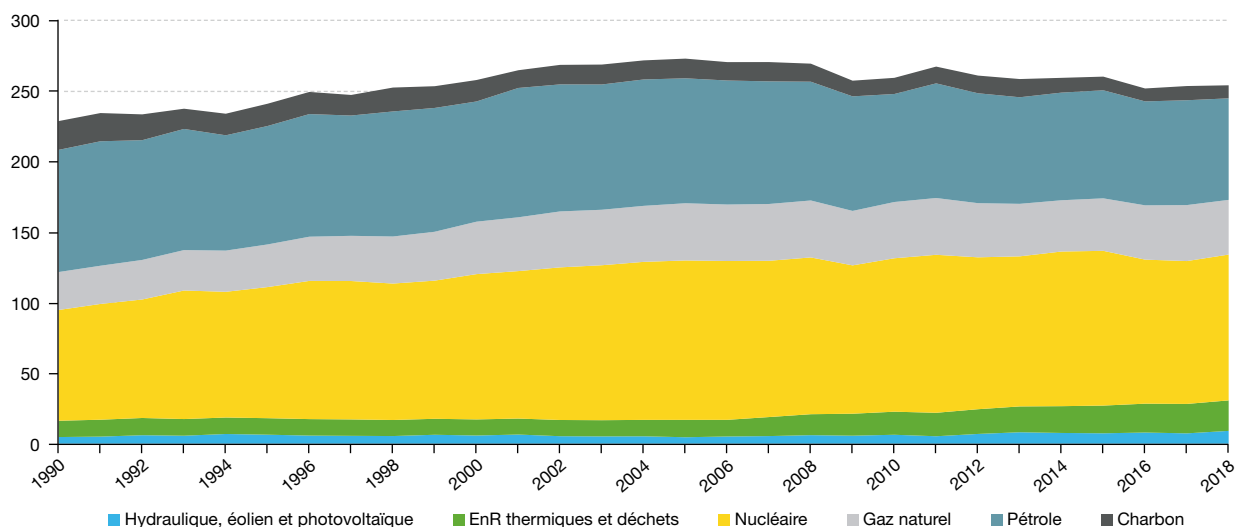
La consommation primaire peut être décomposée comme la somme de la consommation finale (à usage énergétique ou non) et des pertes de transformation, transport et distribution d'énergie (à l'écart statistique près). Ces dernières, corrigées des variations climatiques, s'établissent à 96,1 Mtep en 2018, rebondissant ainsi de 1,8 %. Ce rebond s'explique par celui de la production nucléaire et par celui des pertes de chaleur induites (cf. 2.2.2). Deux facteurs jouent en sens inverse, mais sont de moindre ampleur. D'une part, en conséquence de la hausse de la production des centrales nucléaires et de celle issue des énergies renouvelables électriques, les centrales thermiques classiques de production d'électricité ont été moins sollicitées, entraînant une baisse des pertes de transformation associées (cf. 3.4.1). D'autre part, la consommation de charbon des hauts-fourneaux (considérés ici comme faisant partie du secteur de la transformation d'énergie), nette de la production de gaz dérivés, diminue

(cf. 3.3). À l'inverse, les consommations finales à usages énergétique et non énergétique décroissent à climat constant, de respectivement 0,3 % et 5,9 % (à respectivement 142,9 Mtep et 13,4 Mtep) - (cf. 5.1). Depuis 2012, la consommation finale à usage énergétique a légèrement décroché, de 1,2 %, à climat constant.

Le poids des énergies fossiles dans le mix énergétique décline en 2018 (figure 4.1.3). En effet, à climat constant, les consommations primaires de charbon, de pétrole et de gaz naturel baissent respectivement de 8,1 %, 3,1 % et 2,3 %. À l'inverse, les autres formes d'énergie progressent : + 2,1 % pour le nucléaire, + 3,6 % pour les énergies renouvelables thermiques et les déchets et + 23,9 % pour l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque. Le bouquet énergétique primaire CVC se compose de 41 % de nucléaire, 28 % de pétrole, 15 % de gaz, 12 % 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 : 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.

Champ : 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, à partir des sources par énergie

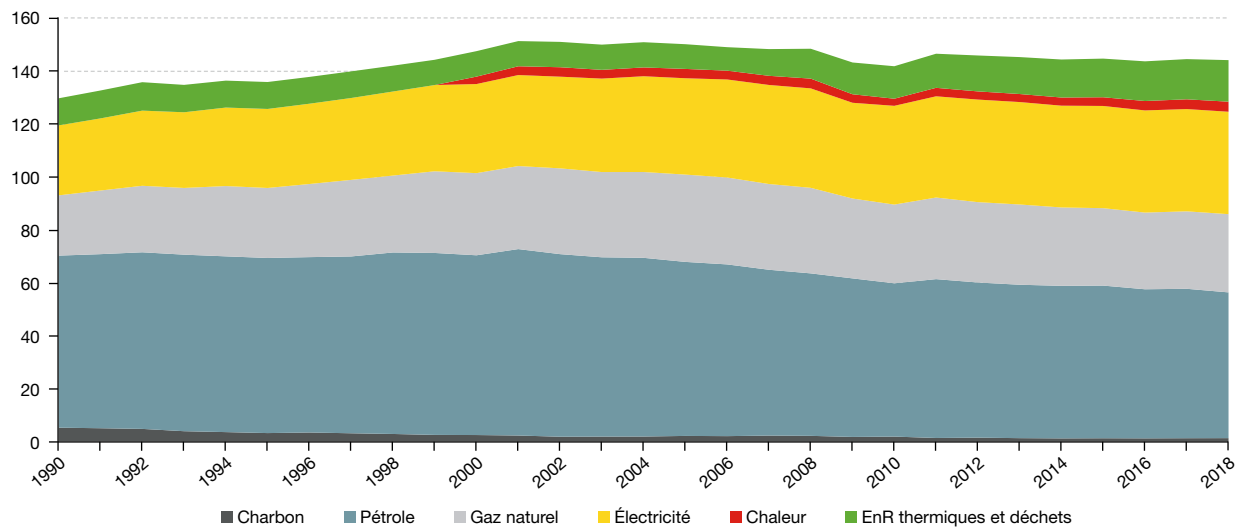
Le bouquet énergétique final CVC reste, quant à lui, dominé par le pétrole. Ce dernier subit moins de pertes lors du processus de transformation de l'énergie que la chaleur nucléaire, dont seul un tiers est converti en électricité (figure 4.1.4). Les produits pétroliers représentent ainsi 38 % de la 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 2018, 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 : la chaleur n'est isolée que depuis 2000.

Champ : 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, à partir des sources par énergie

Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 167,4 Md€ en 2018 pour satisfaire leurs besoins en énergie (figure 4.1.5). Les produits pétroliers représentent plus de la moitié de cette dépense nationale en énergie et l'électricité

près d'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

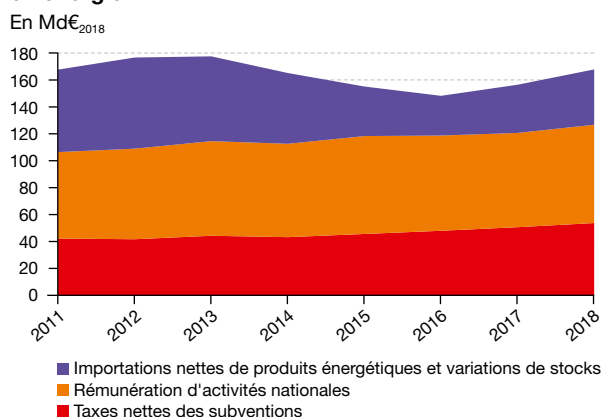
	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Charbon	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4	1,6	1,5	1,6
Produits pétroliers	69,3	88,7	69,3	76,5	67,8	70,4	68,5	78,7	66,1	88,1
Gaz naturel	27,7	18,4	28,7	18,6	30,1	17,9	29,6	17,5	29,2	18,8
Énergies renouvelables thermiques et déchets	13,1	4,7	13,8	4,3	14,9	4,5	14,7	4,8	14,9	4,6
Électricité	36,9	49,5	37,7	52,0	38,3	51,4	38,1	51,1	37,9	51,7
Chaleur	2,8	2,0	3,1	2,1	3,5	2,3	3,6	2,4	3,7	2,6
Toutes énergies	151,2	164,7	154,1	154,7	156,0	147,8	155,9	156,0	153,2	167,4

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 41,0 Md€, les taxes énergétiques (nettes des subventions aux énergies renouvelables) 38,8 Md€ et la TVA non déductible 14,7 Md€ (figure 4.1.6). Le solde, soit 72,8 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 177,1 Md€₂₀₁₈, avait baissé jusqu'en 2016, mais repart à la hausse ces deux dernières années (+ 5,6 % en 2017 et + 7,3 % en 2018), 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 10,5 Md€₂₀₁₈ depuis 2014. Les revenus captés par les entreprises nationales, qui avaient baissé les deux dernières années en raison de la baisse de la production d'électricité, repartent à la hausse.

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 diviser par deux la consommation finale d'énergie à horizon 2050 par rapport à 2012, et de réduire la consommation primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030. La récente loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat rehausse ce dernier objectif en portant la cible de réduction à 40 %.

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, mis en consultation publique le 20 janvier 2020, 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 : - 7,5 % en 2023 et - 16,5 % en 2028 ;
- consommation primaire de gaz naturel : - 10 % en 2023 et - 22 % en 2028 ;
- consommation primaire de pétrole : - 19 % en 2023 et - 34 % en 2028 ;
- consommation primaire de charbon : - 66 % en 2023 et - 80 % en 2028.

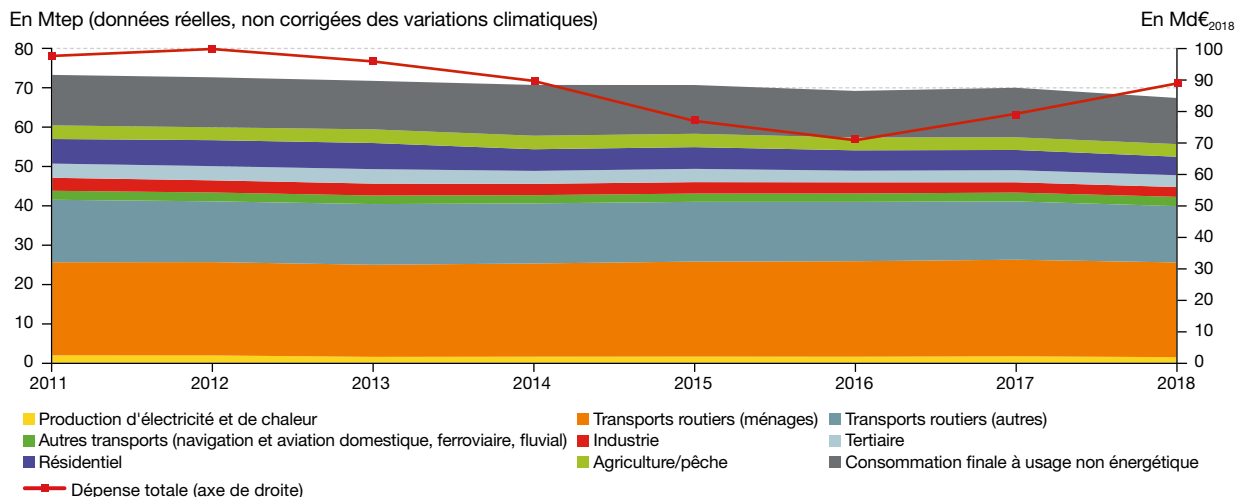
4.2 La consommation de produits pétroliers raffinés repart à la baisse mais la dépense augmente

4.2.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

En 2018, la consommation intérieure de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) s'établit à 67,5 Mtep, en diminution de 3,7 % (figure 4.2.1.1). Ce recul est notamment dû à celui observé dans le secteur des transports routiers (- 2,5 %), qui représente près de 60 % de la consommation totale. Par ailleurs, le repli de l'utilisation des produits non

énergétiques - près de 20 % du total - a également contribué à la baisse globale, en lien notamment avec l'arrêt pour maintenance de deux vapocraqueurs dans le secteur de la pétrochimie. En revanche, la dépense associée augmente fortement, à 88,8 Md€ (+ 12 %, mesurée en euros constants 2018), portée par la nette hausse du prix des produits pétroliers (cf. 1.2). Cette dépense progresse pour la deuxième année consécutive.

Figure 4.2.1.1 : consommation totale de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) par secteur et dépense totale associée



Note : le secteur des transports n'inclut pas les soutes maritimes et aériennes internationales.

Champ : France entière (y compris DOM).

Source : calculs SDES

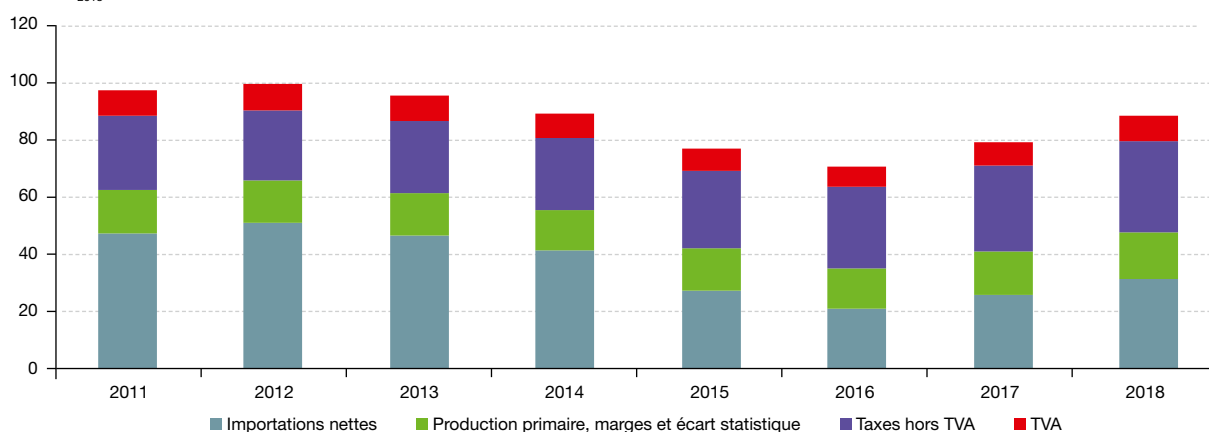
Le coût des importations nettes de pétrole brut et de produits raffinés, qui s'élève à 31,5 Md€ en 2018, ne représente plus que 35 % de la dépense (taxes incluses), contre près de la moitié au début de la décennie (figure 4.2.1.2), mais augmente fortement depuis deux ans, de 22 % chaque année, tiré par 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 16,3 Md€ (à l'écart statistique près), également en hausse depuis 2016, mais moins rapide que celle des importations (+ 6 % sur un an). La part restante de la dépense (46 %) correspond à la fiscalité. Outre la TVA, celle-ci comprend la taxe intérieure sur la consommation de produits pétroliers (TICPE), la taxe générale sur les activités

polluantes (TGAP), la redevance affectée au stockage des produits pétroliers (CPSSP) ainsi que la taxe spéciale de consommation (TSC), qui remplace, dans les DOM, la TICPE et l'octroi de mer. La TICPE, qui compte pour la plus grande partie des taxes, et les taxes spécifiques à l'outre-mer ont procuré 31,9 Md€ de recettes en 2018. Au total, ces taxes ont augmenté de plus de 7 Md€ par rapport à 2014, en lien avec l'introduction et la montée en charge de la composante carbone dans les tarifs de la TICPE. La TVA sur les produits pétroliers (hors part déductible pour les entreprises) s'élève à 9,0 Md€ en 2018. Étant par construction proportionnelle au prix, puisqu'elle est assise sur la valeur des produits, elle augmente depuis deux ans, après plusieurs années de baisse.

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

Figure 4.2.1.2 : décomposition de la dépense totale

En Md€₂₀₁₈



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 (1,4 Mtep en 2018, dont plus de 60 % dans les DOM), de la consommation finale à usage

énergétique (54,3 Mtep hors biocarburants ; 57,7 Mtep biocarburants inclus) et de la consommation finale à usage non énergétique (11,8 Mtep) - (figure 4.2.1.3).

Figure 4.2.1.3 : consommation par usage et par secteur (y compris biocarburants, données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Production d'électricité et de chaleur	1,5	879	1,6	635	1,5	516	1,6	664	1,4	675
Consommation finale à usage énergétique	59,3	81 201	59,8	71 780	59,0	67 082	59,2	74 402	57,7	83 040
Transports*	44,2	66 918	44,6	59 799	44,7	56 910	45,1	62 921	44,3	70 138
Transports routiers (ménages)	25,5	43 107	26,0	39 091	26,2	37 563	26,7	41 890	26,2	46 863
Transports routiers (autres)	16,6	21 914	16,5	19 238	16,4	18 057	16,2	19 501	15,7	21 402
Autres transports	2,1	1 897	2,1	1 471	2,1	1 290	2,2	1 530	2,4	1 873
Agriculture/pêche	3,4	3 018	3,4	2 388	3,3	1 994	3,2	2 215	3,2	2 560
Industrie	2,9	1 701	2,9	1 467	2,8	1 294	2,6	1 454	2,5	1 734
Tertiaire**	3,3	3 012	3,4	2 554	3,0	2 032	3,1	2 416	3,0	2 811
Résidentiel	5,5	6 553	5,5	5 572	5,2	4 852	5,2	5 396	4,7	5 796
Consommation finale à usage non énergétique	13,0	10 601	12,4	7 211	11,9	6 063	12,6	7 228	11,8	7 945
Industrie	12,6	8 918	12,1	5 761	11,6	4 635	12,3	5 931	11,5	6 491
Pétrochimie	9,8	5 965	9,3	3 700	8,6	2 828	9,3	3 832	8,3	4 066
Construction	2,3	1 251	2,2	745	2,3	593	2,4	836	2,5	1 109
Autres industries	0,6	1 703	0,6	1 316	0,6	1 213	0,6	1 263	0,6	1 317
Autres (dont agriculture, transports)	0,3	1 682	0,3	1 450	0,3	1 428	0,3	1 296	0,3	1 454

* Hors soutes maritimes et aériennes internationales. ** Y compris les armées.

Note : la consommation pour le trafic aérien entre la métropole et les DOM est incluse dans le secteur des transports (autres transports). Les lubrifiants utilisés dans les soutes aériennes sont inclus dans la consommation non énergétique des transports. La consommation de bitumes oxydés est incluse dans la consommation non énergétique des autres secteurs industriels. La consommation de coke de pétrole a été sensiblement révisée, à la suite de l'adoption d'une seule source de données inhérente au secteur industriel. Les consommations dans l'agriculture, le résidentiel et le tertiaire ont été révisées sur la période à la suite de l'adoption d'une nouvelle méthodologie. Le prix d'achat du gazole ferroviaire a été révisé à la baisse : son calcul inclut les achats pour la SNCF et les opérateurs extérieurs.

Source : calculs SDES

4.2.2 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR

La consommation de cette activité ne représente plus que 2,1 % de la consommation totale de produits pétroliers raffinés. En métropole, les centrales au fioul ont progressivement fermé à la suite de la substitution de ce combustible par d'autres énergies et aussi pour raisons environnementales : le dernier site fonctionnant encore au fioul-vapeur en France continentale, à Cordemais (Loire-Atlantique), a été 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.

La consommation de produits pétroliers pour la production d'électricité et de chaleur s'est contractée en 2018 (- 13,2 %), à 1,4 Mtep, après un rebond en 2017 (+ 2,5 %), année durant laquelle les installations à combustibles fossiles avaient été sollicitées pour compenser l'indisponibilité d'un nombre important de centrales nucléaires ainsi que la baisse de la production hydraulique. En 2018, à l'inverse, la progression de la production à partir d'énergie nucléaire ou renouvelable (notamment éolienne et photovoltaïque, cf. 3.4) a entraîné une moindre sollicitation des centrales thermiques à flamme, dont celles au fioul, utilisées essentiellement en pointe lors des pics de demande en période hivernale.

La facture associée s'établit en 2018 à 0,7 Md€, soit une augmentation de 2 %. Elle croît pour la deuxième année consécutive, à la suite de la nette remontée des prix des produits pétroliers depuis 2017. Cette dépense 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€₂₀₁₈ en 2016, soit moins de la moitié de sa valeur de 2012.

4.2.3 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

L'usage de transport concentre, à lui seul, plus de 60 % de la quantité totale de produits pétroliers consommée en France, soit 44,3 Mtep en 2018 (- 1,8 % par rapport à 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 grande 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'activités bénéficient d'exonérations fiscales.

Un tiers de la baisse observée est imputable à la fin de l'année et pourrait s'expliquer par les manifestations des

« gilets jaunes », qui se sont traduites par des blocages, la gêne de l'approvisionnement des distributeurs et la probable prudence d'automobilistes, dissuadés d'utiliser leur véhicule dans ce contexte. Au-delà de cet événement conjoncturel, la hausse des prix des carburants, liée majoritairement à celle du prix du pétrole et, dans une moindre mesure, à celle de la fiscalité, a probablement aussi contribué à limiter leur consommation. Enfin, la hausse de l'écart de prix avec les pays voisins a pu conduire à une augmentation de l'approvisionnement à l'étranger dans les zones frontalières (voir *Datalab Essentiel* publié en octobre 2019 : *Les ventes de produits pétroliers en 2018*).

Les consommations étaient restées assez stables depuis 2012, tandis que les dépenses associées varient, en raison de la chute des prix, puis de leur remontée en 2017 et 2018. La facture du secteur des transports (y compris biocarburants) s'élève ainsi à 70,1 Md€ en 2018, contre 62,9 Md€₂₀₁₈ en 2017, soit une augmentation significative, de 11 %, comme en 2017.

Les consommations du secteur résidentiel (principalement du fioul domestique et, dans une moindre mesure, du GPL) reculent nettement en 2018 (- 8,7 %, à 4,7 Mtep). Le secteur tertiaire a, quant à lui, consommé en 2018 environ 3,0 Mtep de produits pétroliers, en retrait de 2,1 % par rapport à 2017. Corrigées des variations climatiques, les consommations respectives des secteurs résidentiel et tertiaire sont en repli de 6,6 % et 0,7 %, confirmant la tendance baissière de long terme. Par ailleurs, les dépenses respectives de ces secteurs s'élèvent à 5,8 Md€ et 2,8 Md€, en nette hausse par rapport aux années précédentes (+ 7 % et + 16 %), dans le sillage de la hausse 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 a reculé de nouveau. En 2018, elle décline à un rythme plus modéré qu'en 2017 (- 5 % sur un an, contre - 8 %), 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 1,7 Md€.

Le secteur de l'agriculture (pêche incluse) consomme essentiellement du gazole non routier (distingué depuis 2011 du fioul domestique). Sa consommation s'établit à 3,2 Mtep en 2018, comme en 2017. La dépense du secteur a cependant progressé, de 16 % sur un an, en lien avec la forte hausse des prix, à 2,6 Md€. Cette valeur reste néanmoins 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 6,4 % (et de 5,1 % en incluant les biocarburants).

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

4.2.4 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 naphta 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 chuté en 2018 (- 7 %), à 11,8 Mtep, en raison notamment de deux grands arrêts pour maintenance des vapocraqueurs de Lavéra (Bouches-du-Rhône) et de Gonfreville l'Orcher (Seine-Maritime). Elle reste toutefois loin de son niveau d'avant-crise (16,2 Mtep en 2007).

Environ 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 atteint ainsi son plus bas niveau depuis 25 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 (- 31 % en 2015)

jusqu'en 2016, leur facture est repartie à la hausse en 2017, puis en 2018, à 7,9 Md€.

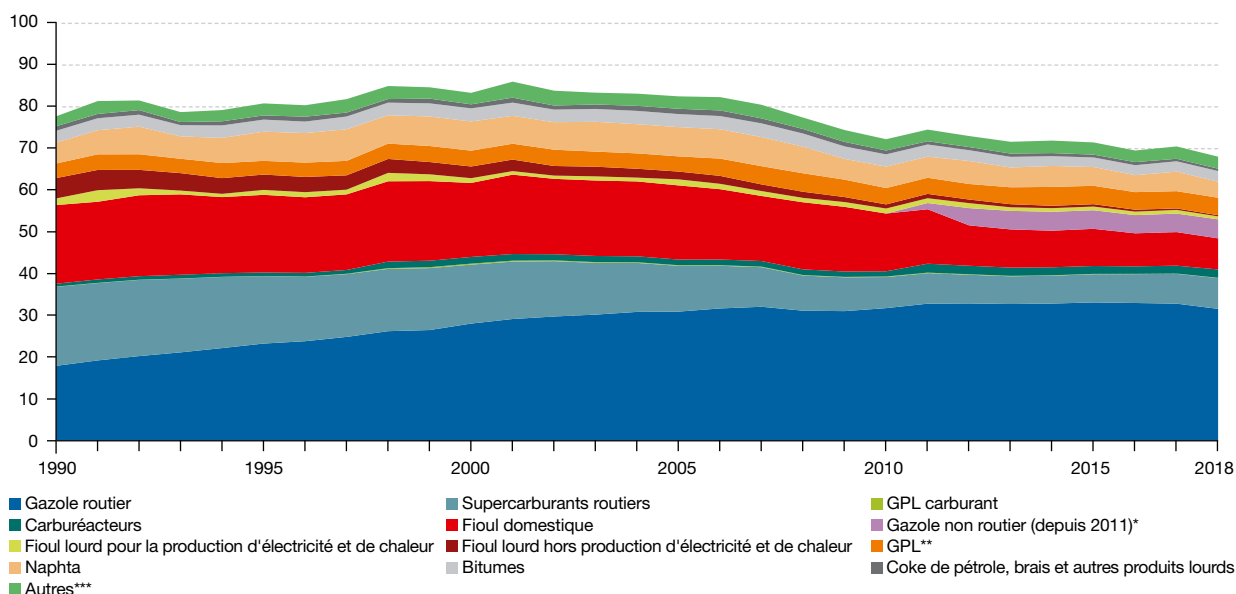
4.2.5 CONSOMMATION PAR PRODUIT

Le gazole routier représente près de la moitié de la consommation de produits pétroliers en 2018, devant le fioul domestique et les autres gazoles (17 %), les supercarburants (12 %) , puis les produits non énergétiques (10 %) et le GPL (6 %) - (figures 4.2.5.1 et 4.2.5.2). Les mêmes produits sont aussi les principaux facteurs de dépense, mais le gazole routier est encore plus prédominant qu'en énergie (57 % y compris biodiesel), et l'essence (18 % y compris bioéthanol) devance le fioul domestique (12 %), car les prix des carburants sont 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 2018, les consommations de gazole (y compris biodiesel) déclinant sensiblement sur un an, de 3,4 %, tandis que celles de supercarburants (y compris bioéthanol) augmentent nettement (+ 3,5 %).

Figure 4.2.5.1 : consommation de produits pétroliers raffinés par type de produit (hors biocarburants)

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* Les consommations de fioul domestique non destiné aux centrales électriques dans les DOM sont incluses dans le gazole non routier.

** Gaz de pétrole liquéfié (butane, propane), hors GPL carburant.

*** Autres : lubrifiants, paraffines et cires, white-spirit et essences spéciales, pétrole lampant, essence aviation, gaz de raffinerie, éthane, autres produits.

Champ : 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

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

Figure 4.2.5.2 : consommation par type de produit (y compris biocarburants, données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Gazole routier	34,9	50 344	35,2	44 907	35,1	42 576	35,1	47 025	33,9	52 118
Fioul domestique et autres gazoles	12,9	11 652	13,3	9 533	12,6	7 906	12,7	9 180	12,0	10 537
Supercarburants*	7,4	15 228	7,5	13 934	7,7	13 550	8,0	14 918	8,3	16 761
Jet kérosène	1,9	1 326	1,9	900	1,8	685	1,9	876	2,0	1 145
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	4,5	4 340	4,4	3 596	4,3	3 202	4,2	3 552	4,2	3 834
Fioul lourd	1,4	782	1,4	531	1,3	402	1,2	472	1,0	439
Produits non énergétiques**	7,9	7 509	7,4	5 166	7,0	4 473	7,7	5 166	7,0	5 541
Autres***	2,8	1 500	2,7	1 059	2,6	866	2,6	1 104	2,5	1 286
Total	73,8	92 681	73,8	79 626	72,4	73 661	73,4	82 294	70,9	91 660

* Y compris essence aviation.

** Naphta, bitumes, lubrifiants.

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

Sources : calculs SDES

4.3 Baisse de la consommation de gaz naturel après trois années consécutives de hausse, en raison d'une moindre sollicitation des centrales à gaz

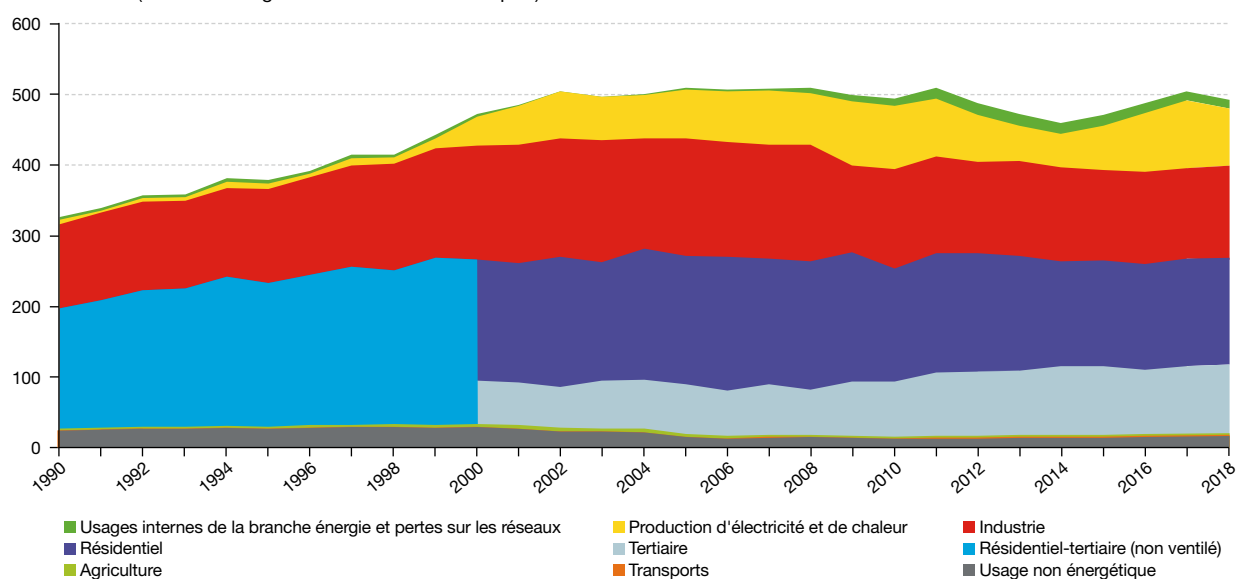
4.3.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

Nette des pertes de transport et de distribution (cf. 3.2), la consommation totale de gaz naturel diminue en 2018 (- 4,6 % sur un an), pour un total de 470 TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur). Cette baisse met fin à trois années consécutives de hausse et s'explique principalement par la sollicitation moins soutenue des centrales à gaz pour la production d'électricité et de chaleur, dans un contexte de températures en 2018 plus clémentes qu'en 2017 et de rebond des

productions nucléaire et hydraulique. Corrigée des variations climatiques, la consommation totale de gaz naturel diminue de 2,3 % sur un an, mais reste supérieure de 0,9 % à celle observée en 2012 (figure 4.3.1.1). La dépense de gaz naturel se situe à 20,9 Md€ en 2018 (figure 4.3.1.2), en hausse de 6,7 % par rapport à 2017 en euros constants, du fait de la hausse des prix observée en 2018, après plusieurs années de baisse. Elle reste néanmoins en retrait du point haut de 2013 (24,9 Md€₂₀₁₈).

Figure 4.3.1.1 : consommation totale (hors pertes) de gaz naturel par secteur

En TWh PCS* (données corrigées des variations climatiques)



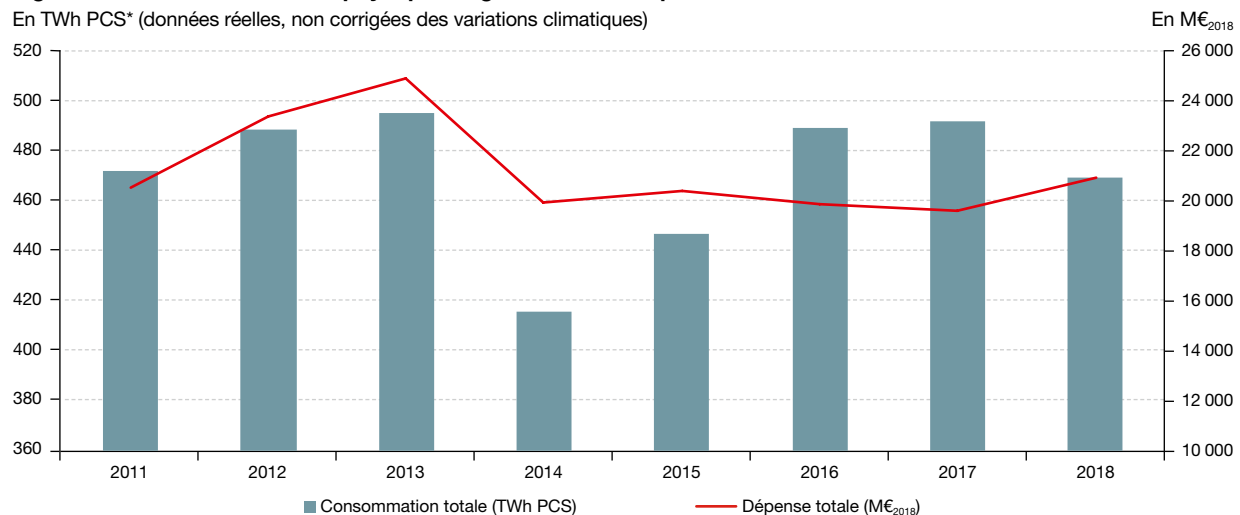
* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Sources : SDES, enquête annuelle sur les statistiques gazières ; SDES, enquête annuelle sur la production d'électricité ; SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid ; Insee, enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie

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

Figure 4.3.1.2 : consommation physique de gaz naturel et dépense associée

En TWh PCS* (données réelles, non corrigées des variations climatiques)



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.
Source : calculs SDES

4.3.2 BRANCHE ÉNERGIE

La branche énergie représente 20 % de la consommation (hors pertes) de gaz naturel en 2018 (92 TWh PCS), pour un coût de 2,1 Md€ (figure 4.3.2.1). La majeure partie, 75 TWh PCS, correspond à l'utilisation de gaz naturel comme combustible pour produire de l'électricité et, dans une moindre mesure, de la chaleur. Les 17 TWh PCS restants correspondent pour l'essentiel à la consommation de gaz naturel des raffineries, en hausse de 6,3 % en 2018, dans lesquelles il est utilisé essentiellement comme combustible, mais aussi pour produire de l'hydrogène afin de désulfurer les carburants. À climat

constant, la consommation des centrales calogènes (9,3 TWh PCS) progresse en 2018 (+ 7,4 %), tandis que celle des centrales par cogénération (31 TWh PCS) reste stable (+ 0,3 %) et celle des centrales produisant uniquement de l'électricité diminue très fortement, de 31 % en un an. La consommation de ces dernières s'établit ainsi à 40 TWh PCS en 2018, à peu près au même niveau qu'en 2010. Cette forte baisse s'explique par la moindre utilisation 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 4.3.2.1 : consommation de la branche énergie (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈
Branche énergie	57	1 511	76	1 798	101	1 919	110	2 078	92	2 106
Transformation en électricité ou chaleur	40	1 077	58	1 390	84	1 618	94	1 786	75	1 728
Branche énergie hors transformation	17	435	18	408	16	301	16	293	17	378

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.
Source : calculs SDES

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

4.3.3 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

La consommation finale énergétique de gaz naturel décroît de 1,4 % en 2018, à 360 TWh PCS (*figure 4.3.3.1*). Corrigée des variations climatiques, elle progresse néanmoins légèrement, de 1 % sur un an.

Le résidentiel représente 39 % de la consommation finale énergétique de gaz naturel, devant l'industrie (34 %) et le tertiaire (26 %), le poids de l'agriculture et des transports demeurant marginal (respectivement 0,8 % et 0,5 %). Par rapport à 2012, les consommations corrigées des variations climatiques des secteurs résidentiel et agricole sont en baisse. À l'inverse, celles du tertiaire, de l'industrie et des transports apparaissent en hausse. L'utilisation du gaz naturel pour les transports 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 progresse de 7,0 % en 2018 en euros constants, à 18,4 Md€ (*figure 4.3.3.1*), du fait de la hausse des prix (*cf. 1.3.2*). Le poids du résidentiel est plus élevé dans cette dépense globale (57 %) que dans la consommation physique (39 %), 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 23 % de la dépense pour 26 % de la consommation.

Figure 4.3.3.1 : consommation finale à usage énergétique (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈
Industrie	126	4 096	122	3 791	126	3 393	121	3 151	125	3 526
Transports	1,2	3 972	1,2	3 943	1,3	3 765	1,5	3 819	1,8	4 225
Tertiaire	84		89		91		94		92	
Résidentiel	129	9 813	139	10 358	151	10 338	147	10 179	138	10 586
Agriculture	3	126	3	106	3	99	3	94	3	109
Total	343	18 008	355	18 199	372	17 594	365	17 244	360	18 445

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.
Source : calculs SDES

4.3.4 CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

Les utilisations non énergétiques du gaz naturel augmentent en 2018 de 2 %, à 17 TWh PCS, pour une dépense de 0,4 Md€

(*figure 4.3.4.1*). 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 4.3.4.1 : consommation finale à usage non énergétique et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₈
Chimie	15	381	16	353	17	312	17	304	17	382

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.
Source : calculs SDES

4.4 La consommation de charbon et la dépense associée repartent à la baisse en 2018

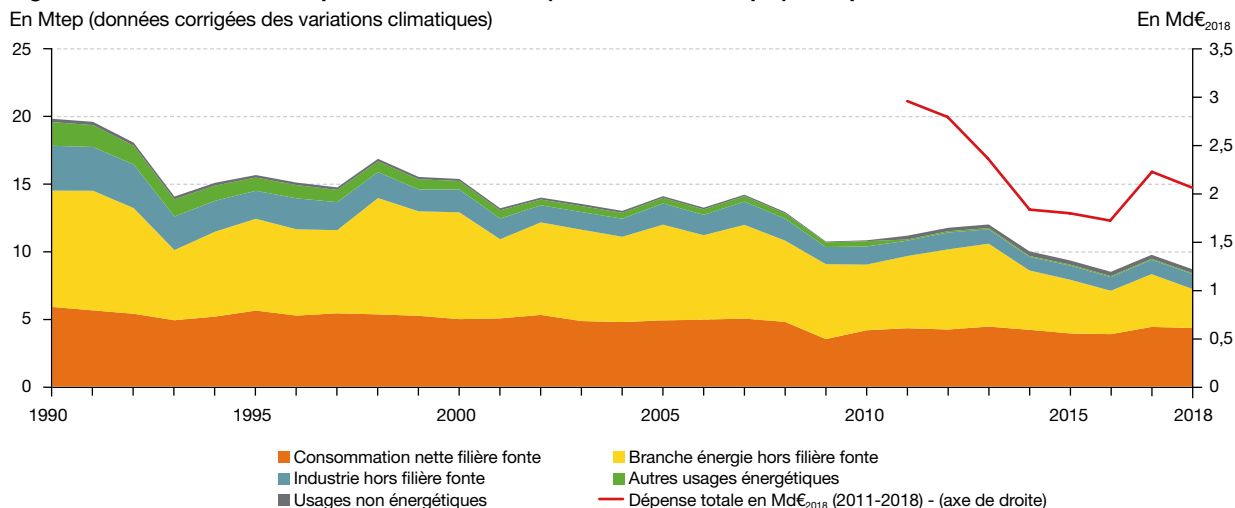
La consommation primaire de charbon suit une tendance à la baisse depuis une trentaine d'années, même si elle peut connaître parfois des rebonds, comme ce fut le cas en 2012 et 2013, puis en 2017. En effet, les autres formes d'énergie se substituent progressivement au charbon dans la plupart des secteurs consommateurs. Après un niveau historiquement bas en 2016, à 9,1 Mtep (*figure 4.4.1*), la consommation, corrigée des variations climatiques, était repartie à la hausse en 2017. Elle renoue avec sa tendance de long terme en 2018, en se repliant à 9,0 Mtep. Depuis 2014, la filière fonte constitue le principal secteur d'activité consommateur de charbon en France, avec, en 2018, 48 % de la consommation totale. Elle est suivie par celui de la production d'électricité et de chaleur, qui ne représente plus que 30 % de la consommation (contre 48 % en 2012), avec une baisse particulièrement forte en 2018 (- 29 % sur un an). La consommation finale

(essentiellement celle de l'industrie manufacturière hors hauts-fourneaux) représente, quant à elle, 16 % de l'ensemble des ressources primaires consommées en 2018, en hausse d'un point et demi sur un an (le solde correspondant à l'écart statistique).

La dépense totale en charbon s'élève à 2,1 Md€ en 2018, en retrait de 8 % par rapport à 2017, mesurée en euros constants. Après plusieurs années de baisse, elle avait rebondi en 2017, sous l'effet notamment de la reprise de la consommation dans la plupart des secteurs consommateurs, à laquelle s'ajoutait la remontée importante des prix (*cf. 1.4*). 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, plus de 60 % de la dépense totale.

Figure 4.4.1 : consommation primaire de charbon (hors écart statistique) et dépense totale associée

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



Note : un opérateur a révisé fortement à la hausse ses productions de gaz dérivés, entraînant une rupture de série entre 2016 et 2017. Par ailleurs, à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation de la filière fonte.

Champ : 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 EDF, Uniper France Power, FFA, Insee, Douanes, COCIC et SNCU

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

Outre la filière fonte, dont la consommation totale nette s'élève à 4,4 Mtep en 2018 (cf. 3.3), près de 2,7 Mtep de produits charbonniers - correspondant à une dépense de 0,4 Md€ - ont été consommées par la branche énergie en 2018, à des fins de production électrique ou, de façon plus marginale, de production de chaleur vendue ensuite à des tiers (figure 4.4.2). Un peu plus de 0,6 Mtep correspond à du gaz fatal issu des cokeries et hauts-fourneaux, brûlé pour produire de l'électricité sur le site sidérurgique lui-même ou dans une centrale thermique voisine, comme c'est notamment le cas à Dunkerque. Les 2,1 Mtep restantes correspondent pour l'essentiel à du charbon-vapeur utilisé comme combustible par des centrales thermiques à flamme.

La consommation des centrales a reculé de plus de 54 % depuis 2012, reflet de la réduction progressive du parc pour des raisons environnementales et d'obsolescence. Avec l'arrêt de nombreuses tranches de production, la capacité

électrique installée des centrales à charbon s'est en effet réduite de plus de moitié sur le territoire métropolitain sur la période, 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. Ainsi, en 2018, l'augmentation de la production d'électricité d'origine nucléaire ou renouvelable (cf. 3.4) a entraîné la chute de la production d'origine fossile, dont celle à partir de charbon. Corrigée des variations climatiques, la consommation de charbon dans ce secteur décline fortement sur un an (- 26 %), à 2,9 Mtep.

La consommation des départements d'outre-mer, où se trouvent trois installations de production thermique au charbon, représente 23 % de la consommation nationale pour la production d'électricité et de chaleur en 2018.

Figure 4.4.2 : consommation de la branche énergie (hors filière fonte, données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Production d'électricité et de chaleur	3,8	435	3,7	511	3,2	437	3,8	664	2,7	424
Charbon primaire	3,0	364	3,0	338	2,7	302	3,2	431	2,1	270
Gaz dérivés	0,8	71	0,7	173	0,6	135	0,6	232	0,6	154

Sources : SDES ; Douanes

La consommation finale de charbon en France s'élève à 2,2 Mt en 2018, soit environ 1,5 Mtep, pour une dépense de 0,4 Md€ (figure 4.4.3). La consommation physique est restée relativement stable ces dernières années, tandis que la dépense, mesurée en euros constants de 2018, s'est contractée de plus de 38 % 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 a fortement crû (+ 19 %), en raison de l'augmentation sensible de la consommation, mais également et surtout du rebond des prix. En 2018, cette dépense poursuit sa nette hausse (+ 15 %) - en lien, en particulier, avec la

progression sensible des prix d'achat du charbon dérivé - tandis que les quantités physiques progressent modérément (+ 1,6 %).

Les usages non énergétiques du charbon représentent chaque année environ un cinquième de la consommation finale (18 % en 2018). 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, notamment dans les Hauts-de-France.

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

Figure 4.4.3 : consommation finale de charbon (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈	En Mt	En M€ ₂₀₁₈
Industrie	1,6	202	1,6	183	1,6	181	1,7	225	1,7	261
Charbon primaire	1,3	130	1,4	124	1,3	126	1,4	161	1,5	183
Charbon dérivé	0,3	72	0,3	59	0,3	55	0,2	65	0,3	79
Autres usages énergétiques	0,1	17	0,1	18	0,1	18	0,1	22	0,1	24
Charbon primaire	0,1	11	0,1	11	0,1	12	0,1	16	0,1	15
Charbon dérivé	0,0	6	0,0	6	0,0	6	0,0	6	0,0	10
Usages non énergétiques	0,5	114	0,4	87	0,5	83	0,4	89	0,4	101
Charbon primaire	0,2	47	0,2	42	0,3	56	0,3	49	0,3	52
Charbon dérivé	0,2	67	0,2	45	0,1	27	0,1	40	0,2	49
Total	2,1	333	2,2	288	2,2	282	2,2	337	2,2	387
Charbon primaire	1,6	188	1,7	178	1,7	194	1,8	226	1,8	249
Charbon dérivé	0,6	144	0,5	110	0,4	88	0,4	111	0,4	138

Sources : SDES ; Insee

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

4.5.1 CONSOMMATION TOTALE

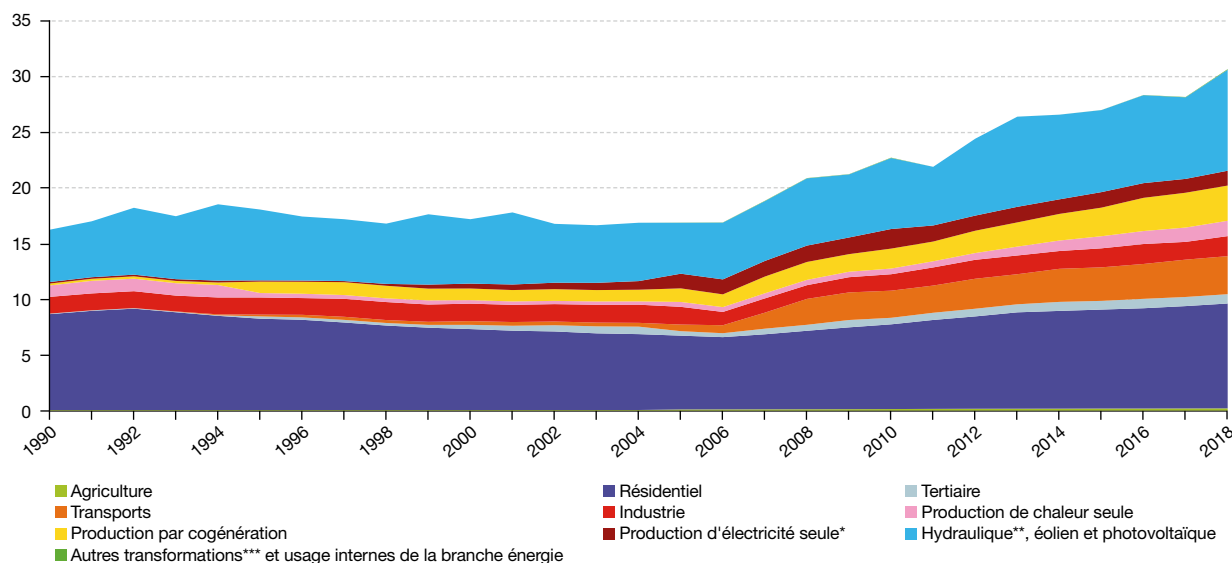
La consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets s'établit à 29,8 Mtep en 2018 et se répartit en 9,0 Mtep d'énergies hydraulique, éolienne et photovoltaïque converties en électricité, 5,9 Mtep de combustibles (principalement de la biomasse et des déchets) brûlés pour produire de l'électricité ou de la chaleur destinée à être commercialisée et enfin 14,9 Mtep consommées directement par les utilisateurs finaux.

Tous usages confondus, la consommation d'énergies renouvelables et de déchets augmente de 7,8 % sur un an (+ 22,6 % depuis 2012). Cette hausse s'explique principalement par le rebond de la filière hydraulique (cf. 2.2.3), après des conditions de pluviométrie particulièrement

défavorables en 2017. À climat constant, la croissance de la consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets, entamée depuis une dizaine d'années, est encore plus soutenue : + 8,9 % en 2018 (figure 4.5.1.1). 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 plus modérément, de 5,0 %, soit un rythme comparable aux années précédentes. La consommation d'énergies renouvelables thermiques et de déchets pour la production d'électricité et de chaleur augmente en particulier de 4,2 %, et la consommation finale de 3,4 % (toujours à climat constant).

Figure 4.5.1.1 : 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. 3.2).

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

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

La consommation finale (14,9 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 commercialisée à des tiers. Le secteur résidentiel en représente, à lui seul, 59 %, suivi du transport (23 %), de l'industrie (12 %), du tertiaire (5 %) et de l'agriculture (1 %).

Environ 8,7 Mtep d'énergies renouvelables thermiques ou issues des déchets sont consommées pour le chauffage dans le secteur résidentiel, en diminution de 0,9 % sur un an. Corrigée des variations climatiques, cette consommation augmente en revanche de 2,4 %, soit un rythme comparable aux années passées. Sur ces 8,7 Mtep, 73 % sont issus de la combustion de bois, 25 % 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, conséquence du 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 de 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) - (cf. 4.5.2). 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 0,8 Mtep en 2018. Elle est stable sur un an, en données réelles, et progresse de 2,1 %, à climat constant. Cette consommation, à des fins de chauffage, se répartit entre les filières biomasse solide (34 %), pompes à

chaleur (27 %), incinération de déchets (20 %), biogaz (15 %), géothermie (2 %) et solaire thermique (2 %).

La consommation finale dans l'industrie – pour 75 % de la biomasse solide et 22 % des déchets industriels – s'élève, quant à elle, à 1,8 Mtep en 2018, en hausse sur un an. L'industrie du papier-carton reste fortement consommatrice de biomasse (0,6 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 2018 et atteint 3,4 Mtep, soit une augmentation de 1,9 % par rapport à 2017 (cf. 4.5.3). Cette hausse est soutenue par la consommation de bioéthanol (+ 8,7 %), liée à celle de supercarburants. En revanche, la consommation de biodiesel n'augmente que faiblement (+ 0,6 %).

4.5.2 BOIS-ÉNERGIE

En 2018, la consommation de bois-énergie s'élève à 9,2 Mtep, au même niveau qu'en 2017, pour une dépense associée d'environ 2,1 Md€ (figure 4.5.2.1). Celle-ci, qui était en hausse continue depuis 2014, en raison principalement de l'augmentation de la consommation de bois-énergie sur la période, est en légère baisse sur un an du fait d'une légère diminution du coût payé par les ménages. Elle se répartit ainsi en 1,5 Md€ dans le secteur résidentiel (soit 73 % du total), 0,4 Md€ dans le secteur énergétique pour la production d'électricité et de chaleur, et un peu moins 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 un quart de la consommation en bois-bûche des ménages), mais n'inclut pas l'auto-provisionnement en bois (environ 40 %).

Figure 4.5.2.1 : consommation primaire de bois-énergie par secteur (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Consommation primaire totale	8,0	1 842	8,6	2 055	9,5	2 197	9,2	2 205	9,2	2 107
Production d'électricité et de chaleur	0,8	229	1,0	273	1,4	379	1,4	384	1,6	423
Industrie	0,7	82	0,8	89	0,8	79	0,8	73	0,8	83
Résidentiel	6,1	1 463	6,4	1 623	6,9	1 669	6,6	1 676	6,4	1 528
Tertiaire	0,2	68	0,3	70	0,3	71	0,3	72	0,3	72
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 9,2 Mtep en 2018, pour une dépense correspondante de 2,1 Md€.

Source : calculs SDES

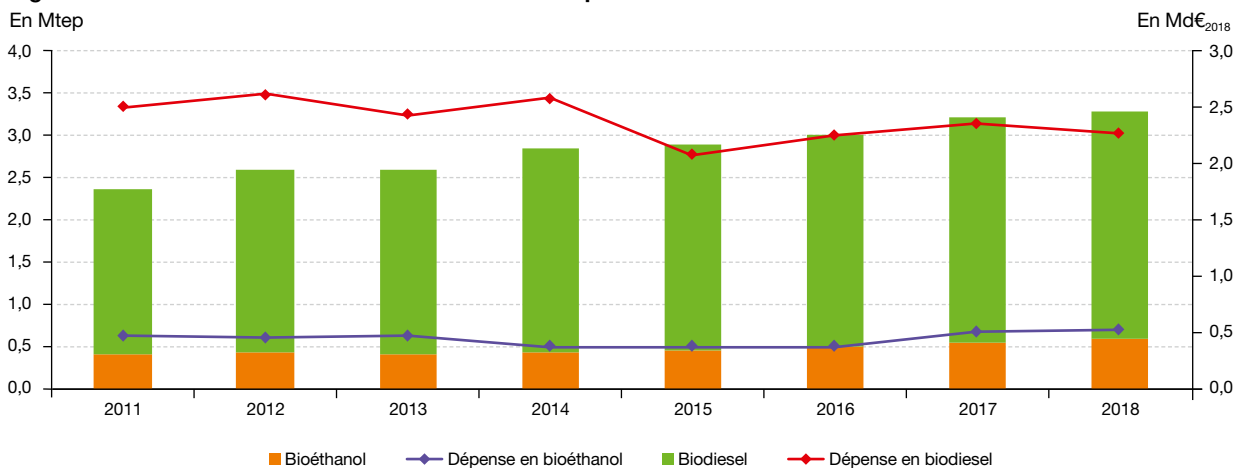
partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

4.5.3 BIOCARBURANTS

La consommation de biocarburants s'établit à 3,4 Mtep en 2018, dont 2,8 Mtep de biodiesel et 0,6 Mtep de bioéthanol. L'augmentation de la consommation ralentit en 2018, à + 1,9 % par rapport à 2017, après plusieurs années de croissance soutenue (+ 27 % par rapport à 2012), du fait notamment d'une baisse de la consommation de gazole

en 2018, et malgré la hausse observée du taux d'incorporation de biocarburants. La dépense associée, qui progressait nettement depuis 2015, diminue légèrement en 2018, de 2,0 %. 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 s'élèvent à 2,4 Md€ (- 3,9 % par rapport à 2017), et celles de bioéthanol à 0,5 Md€ (+ 7,3 %).

Figure 4.5.3.1 : consommation de biocarburants et dépense totale associée

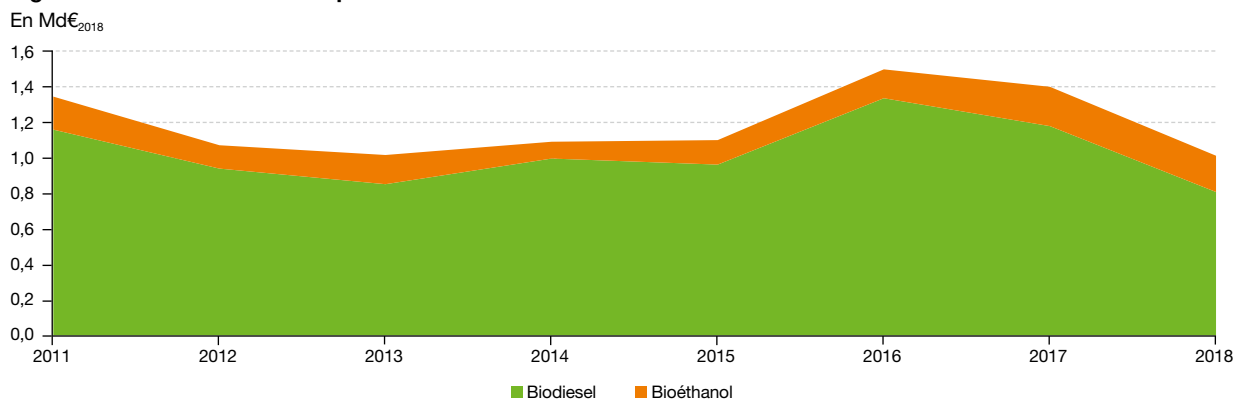


Sources : calculs SDES ; DGDDI ; FAO

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 1,0 Md€ en 2018 (figure 4.5.3.2). Celui-ci est en fort recul, de 28 % par rapport à 2017, en raison principalement du renchérissement du prix des carburants fossiles.

Figure 4.5.3.2 : surcoût d'incorporation des biocarburants



Sources : calculs SDES ; DGDDI ; CPDP

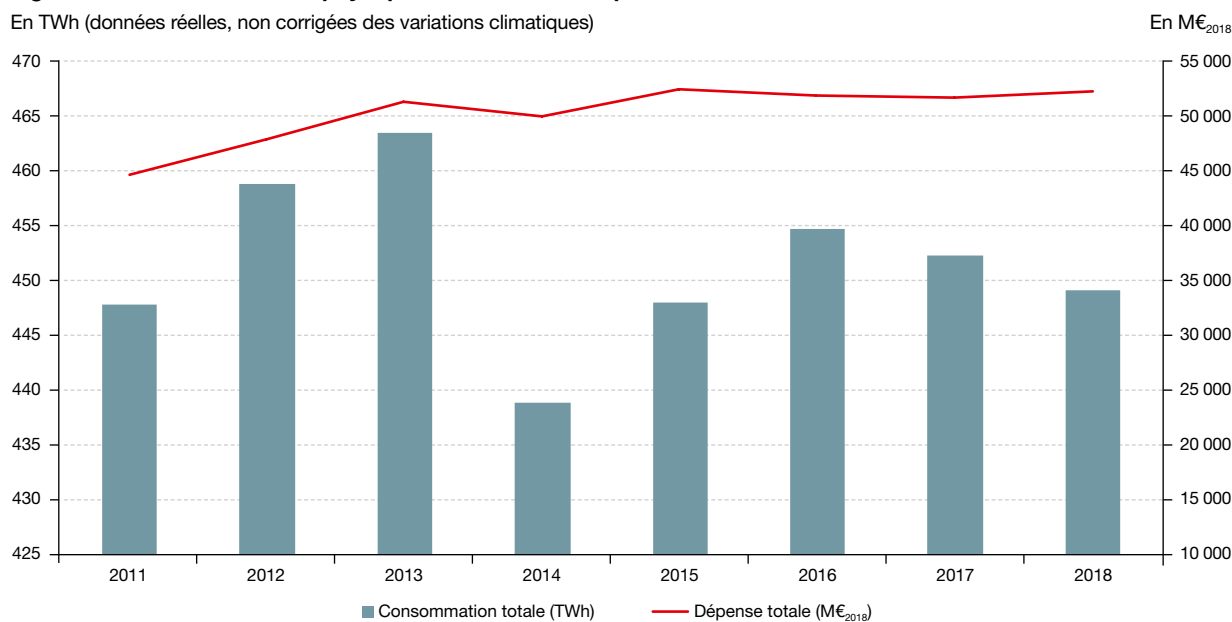
4.6 La consommation d'électricité recule à nouveau légèrement

Après avoir déjà baissé en 2017 (- 0,5 %), la consommation totale d'électricité - nette des pertes de transport et de distribution et de l'électricité absorbée par le pompage - recule à nouveau, de 0,7 % en 2018, pour s'établir à 449 TWh (figure 4.6.1). À climat constant, la consommation totale d'électricité est stable entre 2017 et 2018. Depuis 2012, elle a baissé de 0,7 %.

La dépense d'électricité s'élève, quant à elle, à 52,1 Md€ en 2018, en hausse de 1,2 % par rapport à l'année précédente, en raison de la hausse du prix moyen de l'électricité (cf. 1.7.2).

Figure 4.6.1 : consommation physique d'électricité et dépense associée

En TWh (données réelles, non corrigées des variations climatiques)



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 3 TWh, représentant un coût de 181 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 (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈
Branche électricité	2	170	2	168	3	182	2	171	3	181

Source : calculs SDES

Environ 5 TWh d'électricité ont été consommés en 2018 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 372 M€. Quantités consommées et dépense associée progressent respectivement de 8,4 % et 14,9 % sur un an.

Figure 4.6.3 : consommation de la branche énergie hors électricité (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈
Branche énergie hors électricité	4	377	4	370	4	357	4	324	5	372

Source : calculs SDES

La consommation finale d'électricité diminue de 0,5 % en 2018, à 440 TWh, pour une dépense de 51,7 Md€ (figure 4.6.4). Corrigée des variations climatiques, elle augmente légèrement, de 0,1 % (figure 4.6.5). À climat constant, la consommation finale est relativement stable depuis 2012, 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 (28 %), les transports (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 (53 %). 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 158 TWh et 139 TWh en 2018) dépend à court terme essentiellement du climat. Ainsi, la légère hausse des températures en 2018, relativement à 2017, a entraîné un recul de la consommation (- 0,6 % dans le résidentiel et dans le tertiaire). Corrigée des variations climatiques, la consommation d'électricité du secteur résidentiel augmente de 0,9 % et celle du tertiaire diminue 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 124 TWh, elle progresse très légèrement à climat constant (+ 0,2 %). Les consommations d'électricité de l'agriculture (9 TWh) et des transports (10 TWh) sont assez stables depuis 2012.

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

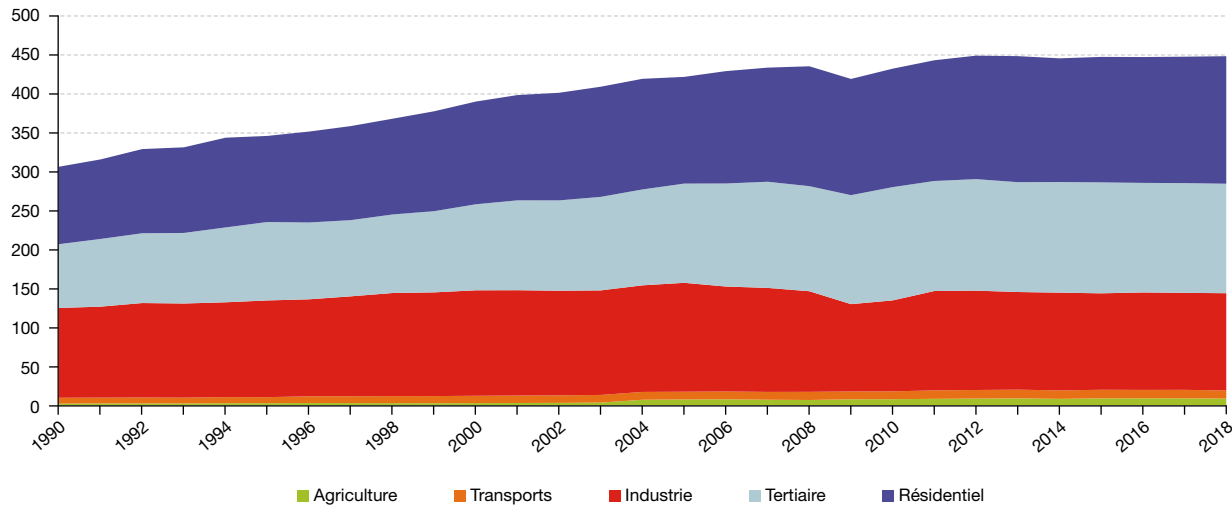
Figure 4.6.4 : consommation finale d'électricité (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈
Industrie	124	8 621	123	8 497	125	7 878	124	7 605	124	7 780
Transports	11	921	11	932	11	814	11	782	10	820
Résidentiel	149	24 091	155	25 691	161	26 887	159	26 667	158	27 147
Tertiaire	137	15 045	140	15 917	140	14 810	140	15 065	139	14 930
Agriculture	8	855	9	950	9	972	9	990	9	1 012
Total	429	49 534	438	51 987	446	51 361	443	51 109	440	51 689

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

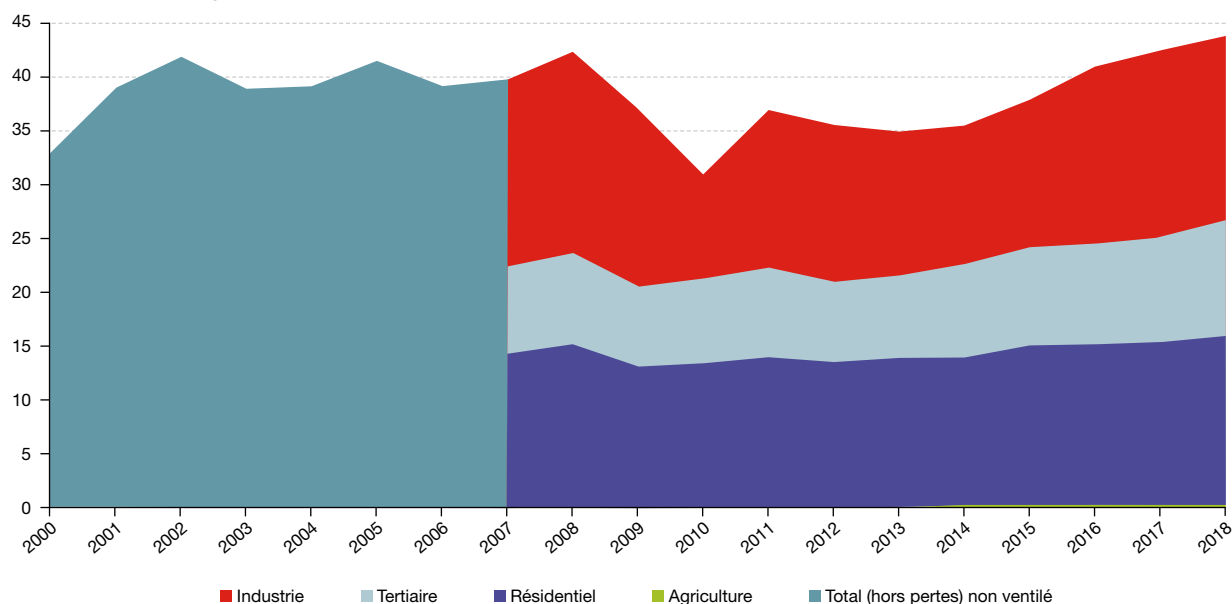
4.7 La consommation de chaleur commercialisée continue à progresser en 2018

La consommation (hors pertes) de chaleur commercialisée s'élève à 43 TWh en 2018. Corrigée des variations climatiques, celle-ci est en hausse de 3,2 % par rapport à 2017 (cette hausse s'élève à 23 % depuis 2012), principalement portée par la progression des ventes de chaleur au secteur résidentiel et

aux industriels (*figure 4.7.1*). La livraison au secteur tertiaire se stabilise. Au total, le secteur industriel représente 41 % des quantités de chaleur achetée, le résidentiel 36 % et le tertiaire 23 %, 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 TWh (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 2018, la dépense de consommation totale de chaleur commercialisée, non corrigée des variations climatiques, s'élève à 2 580 M€, en hausse de 8,7 % (figure 4.7.2) sur un an, portée par la hausse des prix (cf. 1.8). Les secteurs résidentiel et tertiaire portent près de 80 % de cette dépense

avec des montants respectifs de 1 281 M€ et 759 M€. Le secteur industriel, qui bénéficie de prix plus bas que le résidentiel et le tertiaire, pèse nettement moins dans la dépense (20 %) que dans la consommation totale en volume.

Figure 4.7.2 : consommation de chaleur commercialisée (données réelles, non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈	En TWh	En M€ ₂₀₁₈
Consommation finale totale	33	1 992	37	2 123	41	2 301	42	2 373	43	2 580
Industrie	13	428	14	407	16	430	17	459	18	529
Résidentiel	12	993	14	1 108	15	1 184	15	1 190	15	1 281
Tertiaire	8	563	8	602	9	679	10	717	10	759
Agriculture	0	8	0	6	0	8	0	7	0	12

Note : la consommation totale de chaleur commercialisée s'élève à 43 TWh en 2018, pour une dépense correspondante de 2 580 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 baisse de 1,7 % en 2018. Corrigée des variations climatiques, elle diminue de 0,8 %, dans un contexte de croissance modérée du PIB. Cette baisse est surtout le fait de la consommation finale non énergétique (- 5,9 %), alors que celle de la consommation finale énergétique est globalement très légère (- 0,3 %). Dans le détail, la consommation finale énergétique à climat constant diminue en 2018 dans les transports (- 1,8 %) et le résidentiel (- 0,7 %). Dans l'agriculture, elle est stable. Elle progresse en revanche dans le tertiaire (+ 0,5 %) et surtout l'industrie (+ 2,4 %). En 2018, les consommateurs finaux d'énergie ont dépensé 167 Md€, soit 7 % de plus qu'en 2017 en euros constants.



5.1 Très légère baisse de 0,3 % de la consommation finale à usage énergétique, corrigée des variations climatiques

La consommation finale d'énergie réelle baisse de 1,7 % en 2018, pour s'établir à 153,2 Mtep. La moitié de cette baisse est liée à des besoins de chauffage globalement moins élevés en 2018 qu'en 2017 : corrigée des variations climatiques, la consommation finale d'énergie diminue de 0,8 %, dans un contexte de croissance modérée du PIB (+ 1,7 %). Elle avait augmenté de 1,0 % en 2017. Depuis 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), elle a globalement reculé, de 1,6 %, soit - 0,3 % en moyenne annuelle.

La consommation finale à usage énergétique, corrigée des variations climatiques, est en très légère baisse (- 0,3 %), pour s'établir à 142,9 Mtep (figure 5.1.1). La consommation diminue en 2018 dans les transports (- 1,8 %) et le résidentiel (- 0,7 %). Dans l'agriculture, la consommation est stable. Elle progresse en revanche dans le tertiaire (+ 0,5 %) et surtout l'industrie (+ 2,4 %).

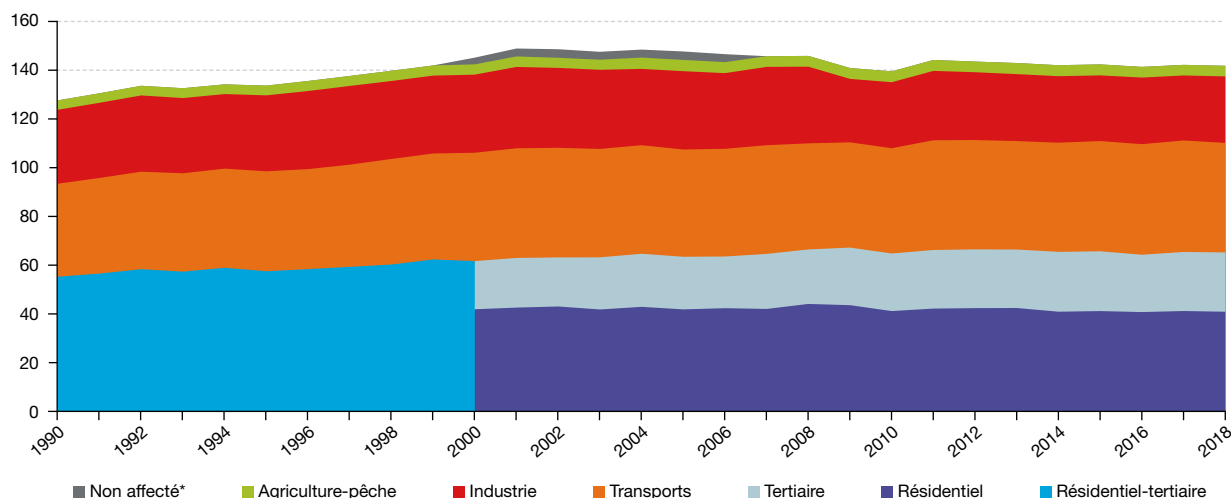
La consommation non énergétique diminue de 5,9 % en 2018, pour s'établir à 13,4 Mtep, principalement en raison de grands arrêts de maintenance de deux vapocraqueurs ayant affecté l'activité pétrochimique.

La dépense en énergie des consommateurs finaux s'élève à 167 Md€ en 2018 (166 Md€ hors hauts-fourneaux). Elle progresse de 7 % par rapport à 2017 en euros constants, après déjà avoir augmenté de 5 % l'année précédente (figure 5.1.2). La hausse en 2018, particulièrement nette dans les transports (+ 11 %) et l'agriculture (+ 12 %), s'explique par la forte progression des prix des produits pétroliers et du gaz. Toutefois, par rapport à 2014, en raison de la baisse des prix de l'énergie jusqu'en 2016, la dépense n'a augmenté que de 2 % en euros constants.

Le transport concentre plus de 40 % de la dépense, alors que ce secteur pèse pour près de 30 % de la consommation. À l'inverse, le poids de l'industrie (y compris consommation non énergétique) est plus faible dans la dépense totale que dans la consommation (respectivement 13 % et 27 %). Cela s'explique par le fait que les industriels bénéficient généralement de prix inférieurs à la moyenne, grâce à leurs volumes de consommation souvent élevés et à une taxation globalement moindre que celle des ménages.

Figure 5.1.1 : 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.

Champ : 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

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

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Industrie (hors hauts-fourneaux)	26,9	15 130	26,9	14 435	27,6	13 254	26,7	12 967	27,3	13 913
Transports	45,2	67 889	45,6	60 779	45,8	57 769	46,1	63 744	45,3	71 017
Résidentiel	37,1	42 922	39,2	44 362	41,0	44 940	40,3	45 120	39,1	46 351
Tertiaire	23,0	22 617	23,9	23 046	23,8	21 320	24,0	22 059	23,8	22 749
Agriculture-pêche	4,6	4 007	4,6	3 449	4,4	3 072	4,4	3 307	4,4	3 693
Consommation finale énergétique (hors hauts-fourneaux)	136,7	152 565	140,1	146 070	142,6	140 356	141,7	147 197	139,8	157 723
Consommation finale non énergétique	14,5	11 096	14,0	7 650	13,5	6 457	14,2	7 621	13,4	8 429
Consommation finale (hors hauts-fourneaux)	151,2	163 661	154,1	153 721	156,0	146 813	155,9	154 818	153,2	166 152

Source : calculs SDES

5.2 La dépense en énergie par ménage croît pour la deuxième année consécutive

Au total, les ménages français ont consommé 65,3 Mtep d'énergie en 2018 (*figure 5.2.1*), dont 39,1 Mtep dans leurs logements (*cf. 5.3*) et 26,2 Mtep pour leurs déplacements (*cf. 5.5*). À cette fin, ils ont dépensé 93,2 Md€.

La dépense courante d'énergie d'un ménage représente ainsi en moyenne 3 121 €, dont 1 552 € liés à l'énergie dans le logement et 1 569 € d'achat de carburants (*figure 5.2.2*). Cette facture moyenne augmente, en euros constants, pour la deuxième année consécutive (+ 6,0 %, après + 4,7 % entre 2016 et 2017). Plus précisément, la dépense d'énergie liée au logement augmente modérément (+ 1,7 %) après une quasi-stabilité en 2017 (- 0,4 %), alors que celle de carburants continue de croître significativement (+ 10,7 %), à un rythme proche de celui de l'année précédente. Il faut noter par ailleurs qu'une partie de la hausse de la dépense d'énergie liée au logement est liée au remplacement des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz par le chèque énergie début 2018. Le montant des chèques énergie émis en 2018 représente 1,2 % de la facture d'énergie liée au logement en moyenne sur l'ensemble de la population (bénéficiaire ou non).

La consommation étant en baisse pour l'ensemble des énergies à l'exception de la chaleur commercialisée, la hausse

de la dépense moyenne d'énergie pour le logement s'explique par l'augmentation des prix. Globalement, un peu plus de la moitié de la hausse de cette dépense est imputable aux taxes énergétiques (taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN), contribution au service public de l'électricité (CSPE)...), qui sont passées en moyenne de 250 €₂₀₁₈ en 2017 à 266 € en 2018 (*figure 5.2.3*). Par énergie, la hausse de la dépense moyenne en 2018 par rapport à 2017 est plus forte pour les combustibles pétroliers et la chaleur commercialisée (respectivement + 6,3 % et + 6,5 %). Elle est plus modérée pour le gaz naturel et l'électricité (respectivement + 2,9 % et + 0,7 %).

La forte augmentation de la dépense en carburants trouve également son origine dans la hausse des prix, la consommation étant en légère baisse entre 2017 et 2018. Mais, à la différence de l'énergie pour le logement, la dépense hors taxes contribue davantage que la fiscalité à la hausse de la dépense globale. Le montant global des taxes énergétiques (composé de la TICPE en métropole, de la taxe spéciale de consommation (TSC) et de l'octroi de mer dans les DOM) passe de 633 €₂₀₁₈ en 2017 à 672 € en 2018 (*figure 5.2.4*).

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

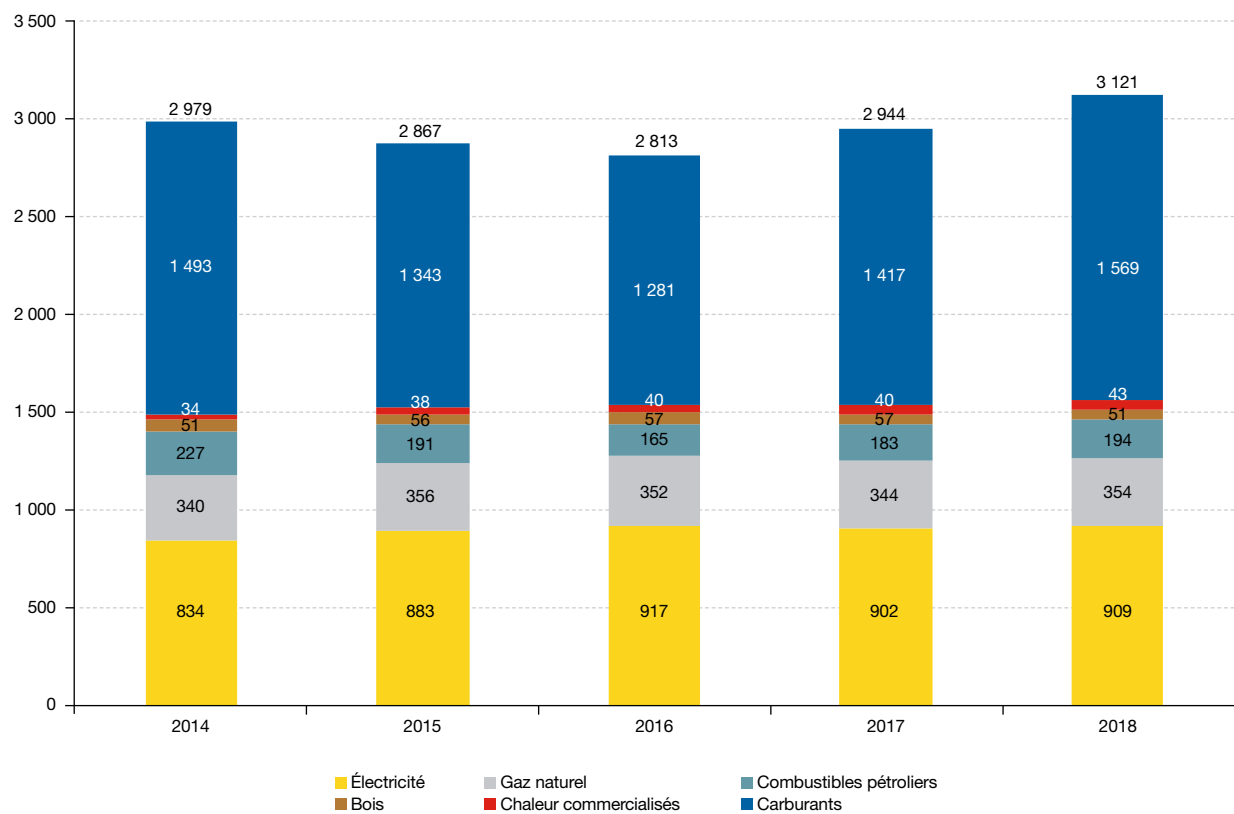
	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Logement	37,1	42 922	39,2	44 362	41,0	44 940	40,3	45 120	39,1	46 351
Transport	25,5	43 107	26,0	39 091	26,2	37 563	26,7	41 890	26,2	46 863
Total	62,6	86 029	65,2	83 452	67,2	82 504	67,0	87 010	65,3	93 215

Note : chèque énergie non déduit des dépenses d'énergie pour le logement en 2018.

Source : calculs SDES

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

Figure 5.2.2 : dépense en énergie par ménage entre 2014 et 2018
En euros constants 2018



*Note : chèque énergie non déduit des dépenses d'énergie par ménage pour le logement en 2018.
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.
Source : calculs SDES*

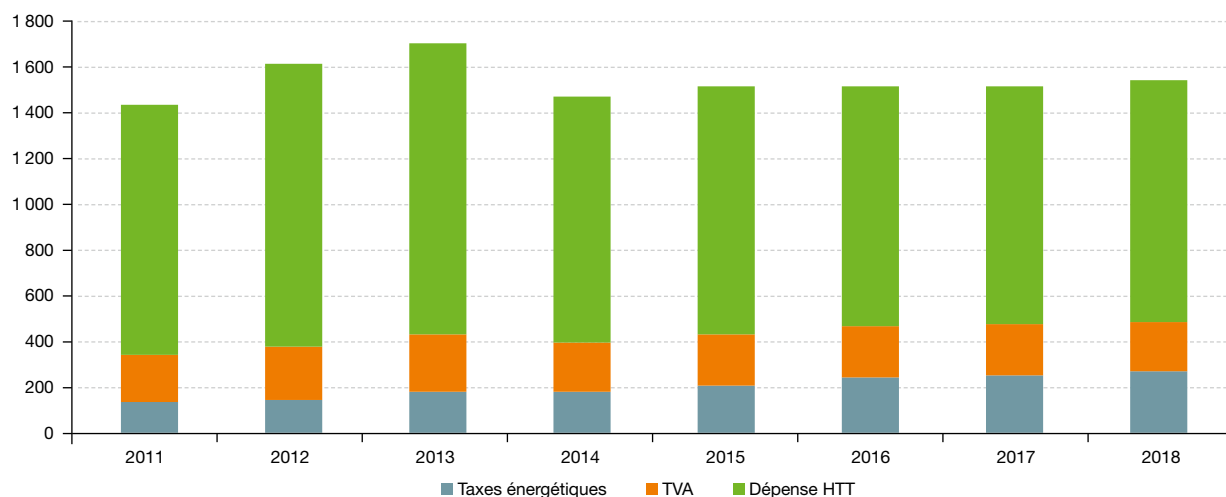
partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Au total, en 2018, l'énergie représente 9,0 % des dépenses réelles des ménages, hors loyers imputés et services d'intermédiation financière indirectement mesurés (Sifim), et 5,7 % de leur consommation effective, incluant notamment

ces éléments (figure 5.2.5). Cette part augmente pour la deuxième année consécutive (+ 0,5 point, après + 0,3 point entre 2016 et 2017). Elle apparaît toutefois encore sensiblement éloignée de son pic atteint en 1985, à 11,8 %.

Figure 5.2.3 : décomposition de la dépense moyenne des ménages en énergie pour le logement

En euros constants 2018

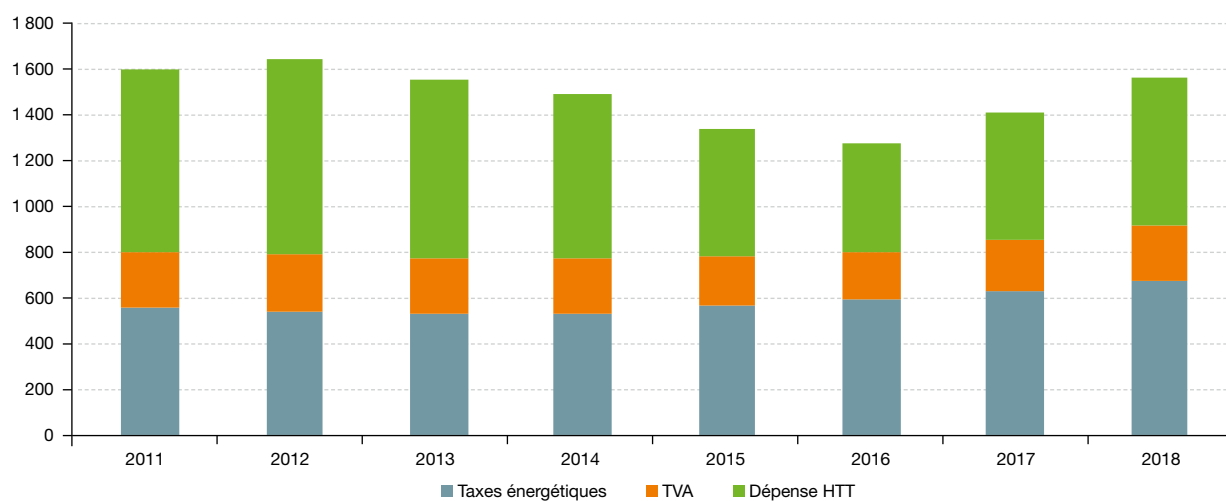


Note : chèque énergie non déduit des dépenses d'énergie par ménage pour le logement en 2018.

Source : SDES

Figure 5.2.4 : décomposition de la dépense moyenne de carburants par ménage

En euros constants 2018

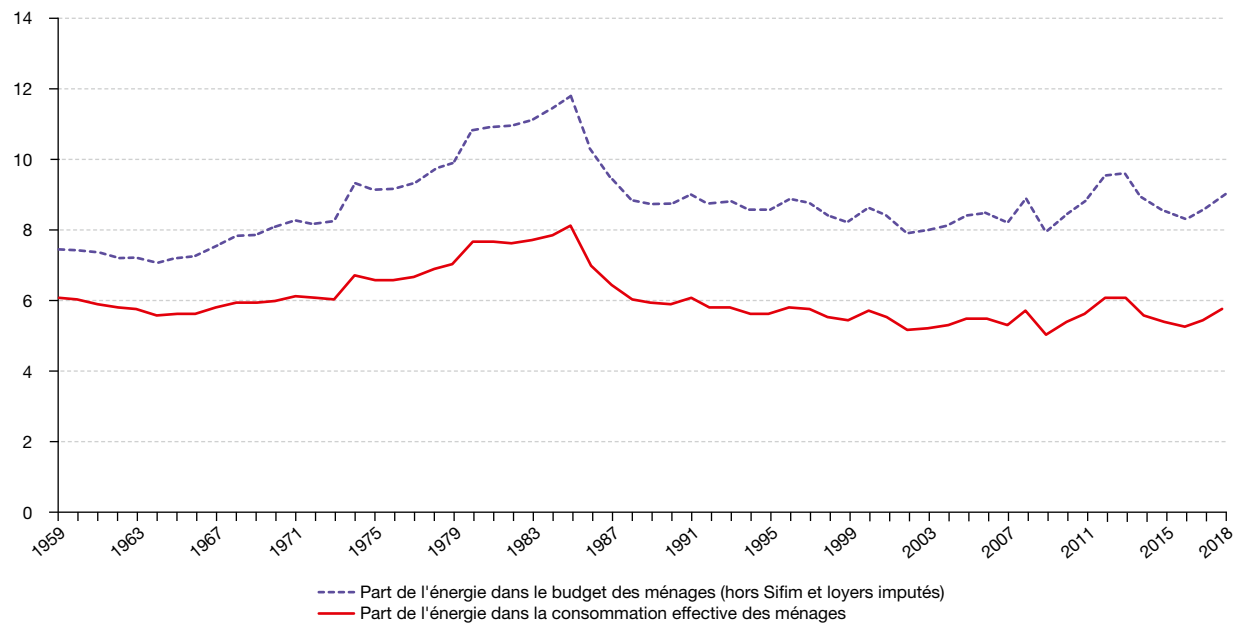


Source : SDES

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

Figure 5.2.5 : part de l'énergie dans le budget des ménages

En %



Note : la ligne pleine et le pointillé représentent respectivement la part des dépenses énergétiques dans la consommation effective des ménages et dans le budget des ménages.

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

La consommation effective intègre ces deux éléments ainsi que les consommations correspondant à des dépenses individualisables faites par les institutions sans but lucratif au service des ménages (ISBLSM) et par les administrations publiques (APU) en matière de santé, d'enseignement, d'action sociale.

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

Le chèque énergie, introduit en 2018 à la place des tarifs sociaux du gaz et de l'électricité, n'est pas déduit de la dépenses d'énergie pour le logement.

Sources : Insee, Comptes nationaux ; calculs SDES

5.3 Résidentiel : baisse de la consommation mais hausse de la dépense globale

En 2018, la consommation énergétique réelle du secteur résidentiel s'établit à 39,1 Mtep, en diminution de 3,1 % par rapport à 2017. Cette baisse est, pour majeure partie, imputable à des besoins de chauffage moins importants, en raison d'un climat plus doux qu'en 2017. De fait, la consommation d'énergie pour l'usage chauffage est en baisse de 5 %, tandis que les autres usages (eau chaude sanitaire et cuisson) stagnent. Corrigée des variations climatiques, la consommation d'énergie résidentielle diminue ainsi plus modérément, de 0,7 %, avec des situations contrastées par énergie (*figure 5.3.1*). Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie, celle du secteur résidentiel diminue de 3,5 % à climat constant. Le bouquet énergétique du secteur tend par ailleurs à se décarboner, la part de l'électricité, des énergies renouvelables et de la chaleur commercialisée progressant (+ 6 points au total entre 2012 et 2018), à l'inverse de celle des produits pétroliers, du gaz naturel et du charbon.

À climat constant, la consommation d'électricité, qui représente l'énergie la plus utilisée dans le secteur résidentiel (un tiers de la consommation totale et plus de la moitié de la dépense), est en hausse de 0,9 % et atteint 14,0 Mtep en 2018. Elle est majoritairement utilisée pour des usages spécifiques (petit et gros électroménager, éclairage...) et pour la production d'eau chaude sanitaire. Pour les énergies renouvelables thermiques et déchets, qui représentent désormais 23 % de la consommation totale du secteur résidentiel avec 9,4 Mtep, la consommation est en hausse de 2,4 % à climat constant, portée par une forte augmentation du parc de logements équipés de pompes à chaleur (environ + 10 % entre 2017 et 2018). La consommation corrigée des variations climatiques de chaleur commercialisée (*i.e.* distribuée via des réseaux) croît de 3,7 % à climat constant et s'établit

à 1,4 Mtep en 2018. Celle de gaz naturel, énergie la plus utilisée pour le chauffage des ménages, diminue en revanche de 2,8 % en 2018, pour s'établir à 11,4 Mtep. Les produits pétroliers, qui avaient connu un rebond de leur consommation en 2017 (probablement imputable à une hausse du niveau de remplissage des cuves de fioul des particuliers), reprennent en 2018, avec une évolution de - 6,6 %, la trajectoire à la baisse observée depuis le début des années 2000, passant sous les 5 Mtep (4,9 Mtep en consommation corrigée des variations climatiques). Cette baisse s'explique notamment par la diminution du parc de logements équipés en chaudière au fioul.

La dépense globale du secteur résidentiel s'établit à 46,3 milliards d'euros en 2018 (*figure 5.3.2*). Contrairement à la consommation, en baisse, cette dépense est en forte hausse en euros constants (+ 2,7 %). Cette progression est imputable à la hausse globale des prix de l'énergie (*cf. 1.1*).

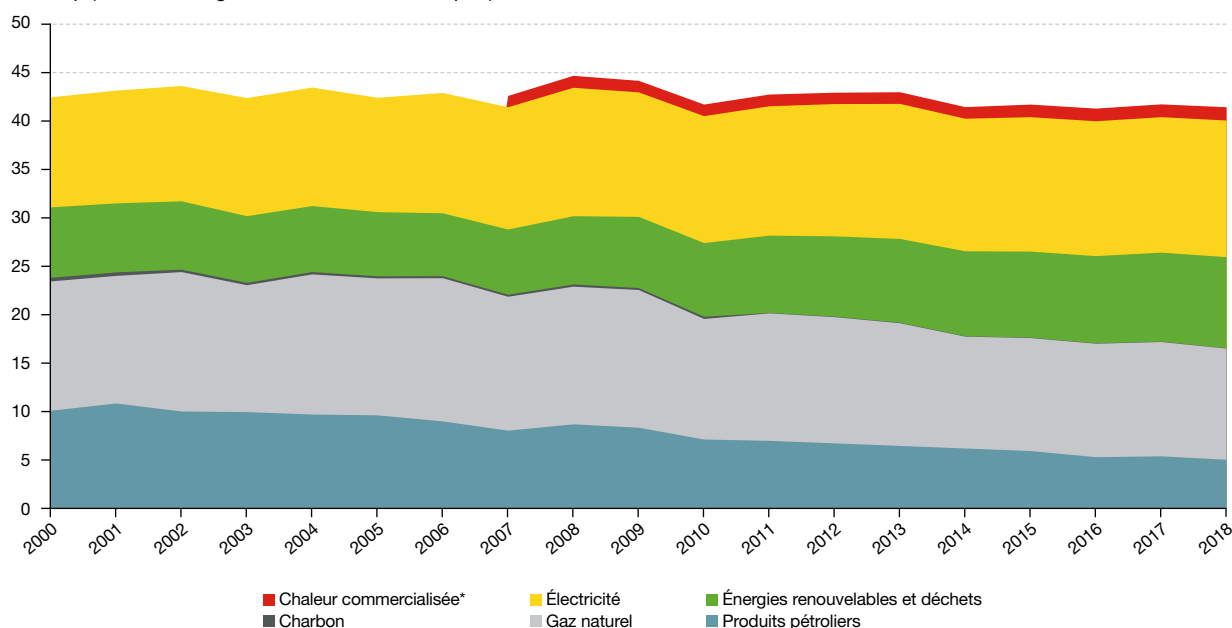
Cette hausse concerne l'ensemble des énergies, à l'exception du bois-énergie. Les dépenses en produits pétroliers (5,8 milliards d'euros en 2018) et en chaleur commercialisée (1,3 milliard d'euros) connaissent les plus fortes progressions pour le secteur (respectivement + 7,4 % et + 7,6 %). La dépense en gaz naturel, qui s'élève à 10,6 milliards d'euros en 2018, est en hausse de 4,0 %. L'augmentation de la dépense en électricité est plus modérée (27,1 milliards d'euros en 2018, soit + 1,8 %).

Par usage, toutes énergies confondues et en données réelles, le chauffage représente les deux tiers de la consommation du résidentiel en 2018, devançant l'électricité spécifique (17 %), l'eau chaude sanitaire (11 %) et la cuisson (6 %) - (*figure 5.3.3*). La climatisation, bien qu'en forte progression, ne représente encore qu'une part marginale de la consommation (0,2 %).

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.

Champ : 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

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

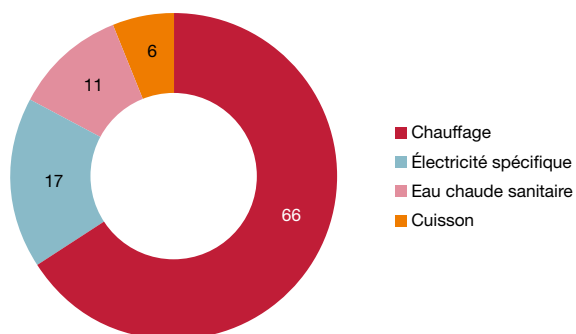
	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Produits pétroliers	5,5	6 553	5,5	5 572	5,2	4 852	5,2	5 396	4,7	5 796
Gaz naturel	10,0	9 813	10,8	10 358	11,7	10 338	11,3	10 179	10,7	10 586
Charbon	0,0	9	0,0	9	0,0	9	0,0	11	0,0	13
Énergies renouvelables et déchets*	7,6	1 463	8,2	1 623	9,0	1 669	8,8	1 676	8,7	1 528
Électricité	12,8	24 091	13,4	25 691	13,9	26 887	13,7	26 667	13,6	27 147
Chaleur commercialisée	1,1	993	1,2	1 108	1,3	1 184	1,3	1 190	1,3	1 281
Total	37,1	42 922	39,2	44 362	41,0	44 940	40,3	45 120	39,1	46 351

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

Source : calculs SDES

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

Figure 5.3.3 : répartition de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel par usage en 2018
En % (données réelles, non corrigées des variations climatiques)



Source : Ceren

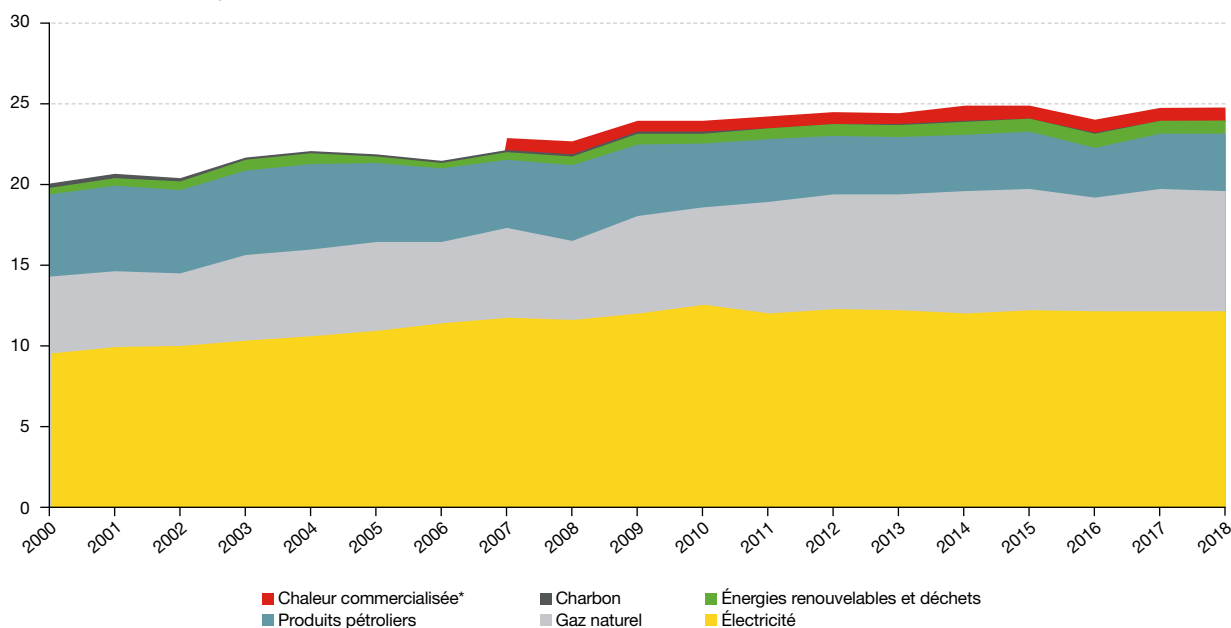
5.4 Tertiaire : très légère hausse de la consommation en 2018, à climat constant

En 2018, la consommation énergétique réelle du secteur tertiaire s'établit à 23,8 Mtep, en diminution de 1,0 %. Corrigée des variations climatiques (CVC), le niveau de la consommation est en très légère hausse en 2018 (+ 0,5 %) - (figure 5.4.1). La consommation énergétique dans le secteur tertiaire a progressé de manière quasi continue durant les années 2000 pour tendre

à se stabiliser depuis le début de la décennie. 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 (+ 1,0 %), soit + 0,2 % 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.

Champ : 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

En 2018, à climat constant, la consommation électrique, qui représente la moitié du bouquet énergétique du tertiaire, est quasiment stable (- 0,2 %), dans la continuité de la tendance observée depuis le début de la décennie. La consommation corrigée de gaz naturel progresse, quant à elle, de 1,8 %. Globalement, depuis le début de la décennie, la consommation de gaz reste sur une tendance croissante, même si son rythme de progression est moindre que dans les années 2000. La consommation corrigée des produits pétroliers est en légère

baisse (- 0,7 %) en 2018, après un rebond en 2017 (+ 5,5 %) probablement dû à une augmentation du niveau de remplissage des cuves (comme pour le résidentiel). Par rapport à 2012, elle baisse de 2,5 % en moyenne annuelle. La consommation des énergies renouvelables et celle de la chaleur commercialisée via des réseaux progressent d'environ 2 %, mais plus modestement que ces dernières années (respectivement + 5 % et + 3 % en moyenne annuelle depuis 2012).

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

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

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Produits pétroliers	3,3	3 012	3,4	2 554	3,0	2 032	3,1	2 416	3,0	2 811
Gaz naturel	6,5	3 922	6,9	3 896	7,0	3 721	7,3	3 779	7,2	4 166
Charbon	0,0	8	0,0	8	0,0	8	0,0	11	0,0	11
Énergies renouvelables et déchets	0,7	68	0,7	70	0,8	71	0,8	72	0,8	72
Électricité	11,8	15 045	12,1	15 917	12,1	14 810	12,0	15 065	12,0	14 930
Chaleur commercialisée	0,7	563	0,7	602	0,8	6	0,8	717	0,8	759
Total	23,0	22 617	23,9	23 046	23,8	21 320	24,0	22 059	23,8	22 749

Source : calculs SDES

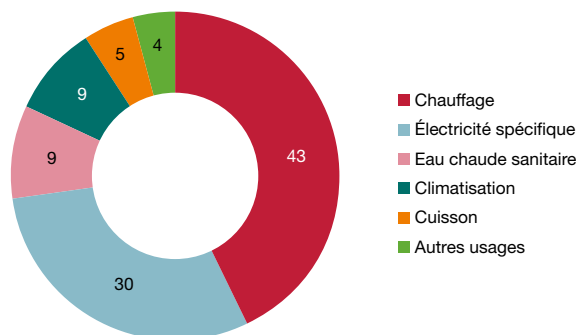
En 2018, le secteur tertiaire a dépensé près de 23 milliards d'euros pour sa consommation finale d'énergie, en progression de 3,1 % par rapport à 2017 en euros constants (figure 5.4.2). Cette augmentation s'explique par la progression de la dépense en produits pétroliers (+ 16,3 %) et de celle en gaz naturel (+ 10,2 %), liée à l'évolution du prix de ces deux énergies en 2018.

En 2018, l'électricité concentre plus des deux tiers de la dépense, contre la moitié de la consommation finale, 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 18 % et 30 %). Troisième énergie du secteur, les produits pétroliers représentent 12 % de la dépense (et 13 % de la consommation), devant la chaleur commercialisée via des réseaux (3 % de la dépense totale et 3 % de la consommation).

Figure 5.4.3 : consommation finale énergétique du secteur tertiaire selon les usages en 2018

En % (données réelles, non corrigées des variations climatiques)



Note : les secteurs de la réparation/installation de machines industrielles, de la distribution d'eau et du traitement des eaux usées/déchets ne sont pas pris en compte dans ce graphique alors qu'ils sont inclus dans le champ de la consommation énergétique tertiaire du bilan de l'énergie.

Champ : le périmètre géographique est la France métropolitaine.

Source : Ceren

Le chauffage est le principal usage (43 %) de la consommation finale énergétique dans le tertiaire (figure 5.4.3). Le gaz naturel représente la moitié de l'énergie employée pour cette utilisation devant le fioul domestique et l'électricité (17 % chacun). En 2018, la consommation réelle consacrée au chauffage diminue (- 5 %), en lien avec un climat plus doux.

La consommation à usage spécifique (matériel informatique, éclairage...), qui recourt uniquement à l'électricité, mobilise

30 % de la consommation finale énergétique du tertiaire. Elle est par ailleurs stable en 2018.

L'eau chaude sanitaire et la climatisation représentent chacune un peu moins de 10 % du total. Le gaz naturel est l'énergie la plus utilisée pour l'eau chaude sanitaire (45 %).

La cuisson et les autres usages ont un poids moins important dans la consommation d'énergie du tertiaire (environ 5 % chacun).

5.5 Transports : baisse sensible des consommations

En 2018, l'usage des transports représente 32 % de la consommation énergétique finale, soit 45,3 Mtep, dont 26,2 Mtep sont imputables aux ménages (cf. 5.2) et 19,1 Mtep aux entreprises et administrations. Par convention statistique internationale, cette consommation exclut les soutes internationales maritimes (1,8 Mtep) et aériennes (5,8 Mtep).

L'année 2018 est marquée par une baisse sensible de la consommation énergétique finale pour les transports (- 1,8 % par rapport à 2017), après quatre années consécutives de hausse (+ 0,7 % par an en moyenne) - (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 stable (+ 0,1 %). Cette réduction de la consommation énergétique en 2018 est associée à des gains d'efficacité énergétique. En effet, le transport national de voyageurs ne s'est que légèrement replié en 2018 (- 0,2 %), tandis que le transport de marchandises croît encore (+ 2,2 % en 2018, *Comptes des transports en 2018*, SDES, août 2019).

Les consommations du secteur (figure 5.5.2) sont dominées par le mode routier (93 %, soit 42,0 Mtep), en relation avec ses parts modales dans le transport de passagers (83 %) comme de marchandises (86 %).

Les vols domestiques (y compris les liaisons entre métropole et outre-mer) représentent 3,7 % de la consommation énergétique finale, pour moins de 6 % du transport de voyageurs. En incluant les vols internationaux (soutes aériennes internationales), la consommation du transport aérien représente 15 % des usages de transports. La part du secteur ferroviaire dans la consommation finale (1,7 %, à 0,8 Mtep en 2018) est bien inférieure à ses parts modales (10 % et 9 % respectivement pour les passagers et le fret). La consommation du transport maritime et fluvial national est inférieure à 0,2 Mtep.

Le bouquet énergétique, hors soutes internationales, est largement dominé par les produits pétroliers (90,2 %), principalement à destination des transports routiers. Il est complété par les biocarburants (7,5 %) et l'électricité (2,0 %), le gaz restant marginal (0,2 %).

Les livraisons d'essence (en excluant les biocarburants incorporés) progressent fortement en 2018 (+ 3,3 %), pour atteindre 7,4 Mtep. Elles accompagnent une hausse, pour la cinquième année consécutive, de la circulation des voitures particulières à motorisation essence (+ 4 % en 2018). Si le kilométrage annuel moyen augmente légèrement (+ 0,6 %), c'est surtout l'effet d'un rééquilibrage du parc : la part des moteurs à essence dans le parc de véhicules particuliers atteint 40 % en 2018 après un minimum historique en 2014 (+ 2,4 points depuis).

Les livraisons de gazole routier (hors biocarburants incorporés) sont en baisse de 3,8 % en 2018. Elles représentent 69 % de la consommation finale pour le transport, à 31,1 Mtep. Les réductions des consommations unitaires moyennes des différents types de

véhicules (voitures particulières, utilitaires légers, poids lourds et bus) s'accompagnent, d'une part, d'une croissance moindre du transport routier de marchandises (+ 3 %, contre + 7 % en 2017) et, d'autre part, d'une baisse sensible de la circulation des véhicules légers (- 1,3 %). Ces derniers représentent encore plus de la moitié des consommations de carburants routiers. Les livraisons de gazole, auxquelles est assimilée la consommation dans le présent bilan, ont par ailleurs pu baisser plus rapidement que les consommations effectives sur le territoire national, en raison d'une hausse des achats de carburants dans les pays frontaliers.

À 3,4 Mtep, la consommation de biocarburants routiers est en hausse de 1,9 % en 2018, en dépit de la baisse des ventes de carburants routiers. En effet, leur taux d'incorporation (en contenu énergétique) augmente en 2018, pour atteindre 8,3 % pour le diesel et 7,4 % pour l'essence, contre respectivement 8,0 % et 7,0 % en 2017.

Tous carburants routiers confondus, la baisse des ventes (- 2,2 %) est plus prononcée sur la fin d'année, qui concentre la baisse de la circulation lors du mouvement des « gilets jaunes ». Les consommations (41,9 Mtep) sont stables à moyen terme (- 0,2 % par rapport à 2012), avec des croissances des parts de l'essence (+ 2 points) et des biocarburants (+ 1 point) au détriment du diesel.

La consommation de carburéacteurs augmente en 2018 de 3,7 % (soutes internationales comprises), pour s'établir à 7,5 Mtep, mais moins que le trafic aérien international (+ 6,4 %) comme national (+ 8,2 %). Depuis 2012, cette consommation croît de 1,3 % par an en moyenne.

Les livraisons à destination des soutes maritimes internationales, principalement sous forme de fioul lourd, augmentent de 10 % en 2018.

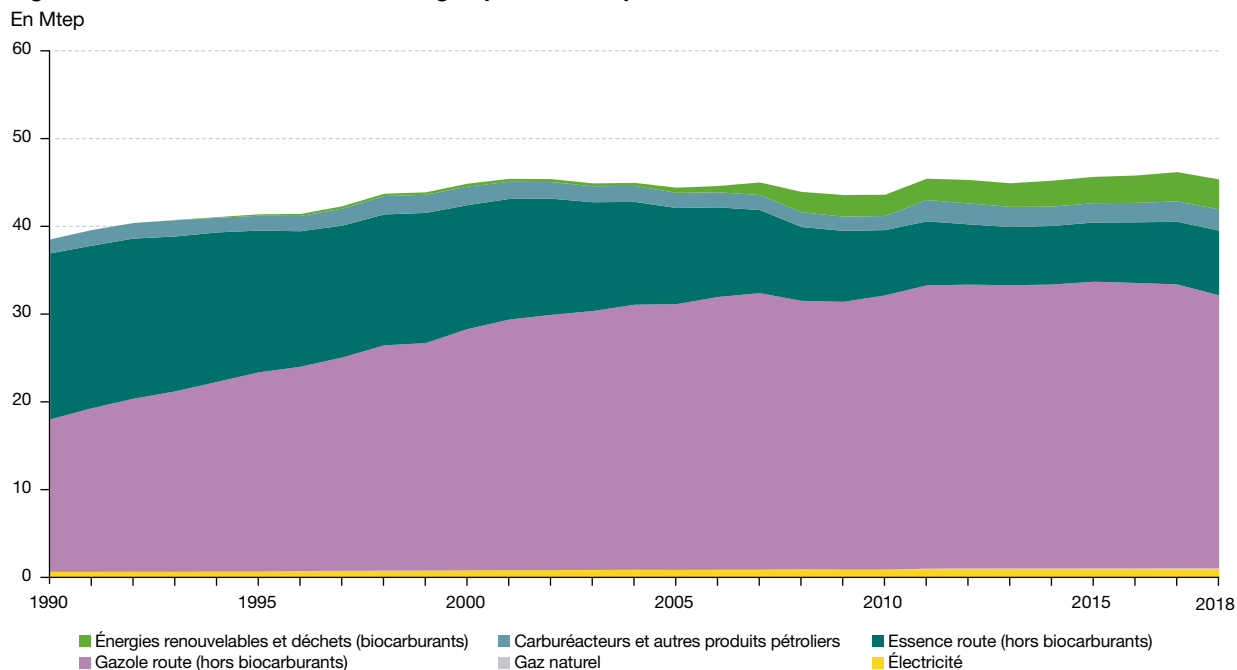
La consommation d'électricité se concentre sur le mode ferré. Elle est en baisse de 4,6 % en 2018 (0,9 Mtep), notamment en raison du mouvement de grève au deuxième trimestre, qui se traduit par le net recul du transport de passagers (- 3 %) et de marchandises (- 4 %).

La consommation d'électricité pour le mode routier poursuit sa hausse très rapide (+ 25 % en 2018), mais représente toujours un volume marginal d'environ 0,02 Mtep en 2018.

La consommation de gaz naturel pour le mode routier est aussi en forte hausse, de 18 %, en 2018. À un niveau de 0,1 Mtep en 2018, elle ne représente toutefois que 0,2 % de la consommation finale.

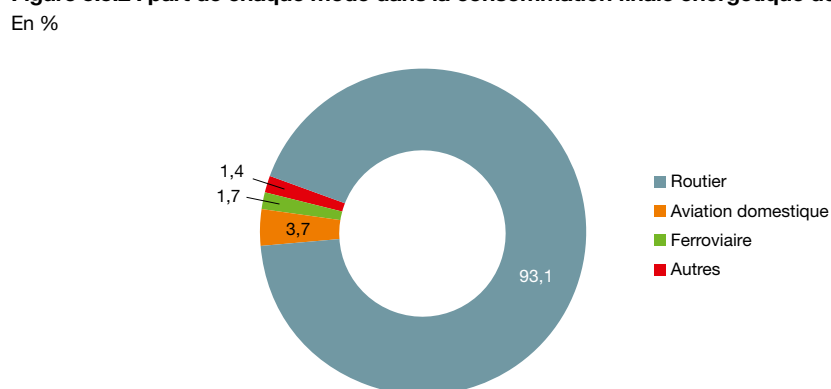
La dépense énergétique du secteur des transports s'élève en 2018 à 71 Md€ (figure 5.5.3). Comme la consommation finale, la facture énergétique des transports est dominée par les produits pétroliers (95 %). Le rebond de la dépense entamé en 2017 se poursuit en 2018 (+ 11 % en euros constants), pour dépasser le niveau de 2014. Il reflète essentiellement la hausse des prix des carburants routiers (cf. 1.3).

Figure 5.5.1 : consommation finale énergétique des transports



Champ : 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

Figure 5.5.2 : part de chaque mode dans la consommation finale énergétique des transports en 2018



Source : calculs SDES

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

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

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Produits pétroliers	41,2	63 853	41,6	57 268	41,6	54 198	41,8	59 971	40,9	67 248
Énergies renouvelables et déchets (biocarburants)	3,0	3 064	3,0	2 531	3,1	2 713	3,3	2 950	3,4	2 890
Électricité	0,9	921	0,9	932	0,9	814	0,9	782	0,9	820
Gaz naturel	0,1	50	0,1	47	0,1	44	0,1	41	0,1	59
Total	45,2	67 889	45,6	60 779	45,8	57 769	46,1	63 744	45,3	71 017

Source : calculs SDES

5.6 Industrie : hausse de la consommation énergétique

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 pour la consommation de charbon (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 consommation non énergétique s'établit à 13,4 Mtep en 2018. La grande majorité de ces consommations non énergétiques concerne l'industrie chimique avec en tête la consommation de produits pétroliers (8,3 Mtep, production de plastique notamment), puis de gaz naturel (1,3 Mtep, principalement pour la synthèse d'engrais).

En 2018, la consommation finale énergétique de l'industrie et de la construction s'établit à 27,3 Mtep, soit une hausse de 1,9 %. Corrigée des variations climatiques, elle rebondit de 2,4 % par rapport à 2017, dans un contexte de légère augmentation de la production du secteur, compensant ainsi la baisse de 2,4 % en 2017 (*figure 5.6.1*). Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie, elle baisse de 1,9 %.

La consommation progresse fortement (+ 7,5 %) dans le secteur des produits minéraux non métalliques (ciment, verre, 14 % de la consommation finale), ce qui compense la forte baisse de l'année précédente (*figure 5.6.2*). Parmi les autres secteurs industriels très consommateurs, l'industrie agroalimentaire et la chimie-pharmacie (respectivement 19 % et 18 % de la consommation énergétique industrielle) affichent également des consommations en hausse entre 2017 et 2018, d'un peu plus de 3 % chacun. À l'inverse, la consommation du papier carton et de l'imprimerie (9 % de la consommation énergétique industrielle) diminue de 1 %. La consommation du secteur de la production des métaux non ferreux (4 % de la consommation énergétique industrielle) chute, quant à elle, de 10 %.

Le bouquet énergétique final (*figure 5.6.1*) est dominé en 2018 par l'électricité (39 %) et le gaz naturel (36 %). Viennent ensuite les produits pétroliers (9 %), les énergies renouvelables thermiques et les déchets (7 %), la chaleur commercialisée (6 %) et le charbon (4 %). Cette part du charbon passerait toutefois à 15 % si l'on incluait les consommations des hauts-fourneaux.

À climat constant, la consommation d'électricité reste stable par rapport à 2017, à 10,6 Mtep (soit + 0,2 %). Les baisses des consommations dans la production des métaux non ferreux (- 8 %) et de la chimie (- 2 %) sont en effet compensées par une hausse dans le secteur de l'agroalimentaire (+ 5 %) et de la construction (+ 3 %).

En 2018, à climat constant, la consommation finale de gaz à usage énergétique (9,7 Mtep) est en hausse de 4,6 % par rapport à 2017. Cette hausse est principalement portée par les secteurs de la chimie (+ 12 %) et des produits minéraux non métalliques (+ 7 %), et, dans une moindre mesure, par celui de la sidérurgie (+ 4 %). La consommation de l'agroalimentaire est stable et celle du papier-carton diminue de 1 %.

La consommation de produits pétroliers dans l'industrie poursuit sa baisse soutenue (- 4,6 % en 2018 et - 3,5 % par an depuis 2012). Cette baisse est particulièrement marquée dans les secteurs des minéraux non métalliques (ciment et verre) où elle se fait au profit du gaz naturel.

En 2018, la consommation finale d'énergies renouvelables thermiques et de déchets rebondit de 12,8 %, compensant la baisse de 2017 (- 10,9 %).

La consommation de chaleur poursuit sa hausse en 2018 (+ 3,3 %), à un rythme un peu moindre qu'en 2017 (+ 4,7 %). Cette hausse est portée par la chimie (+ 5 %), alors que la consommation est stable dans le papier et diminue dans l'agroalimentaire (- 5 %).

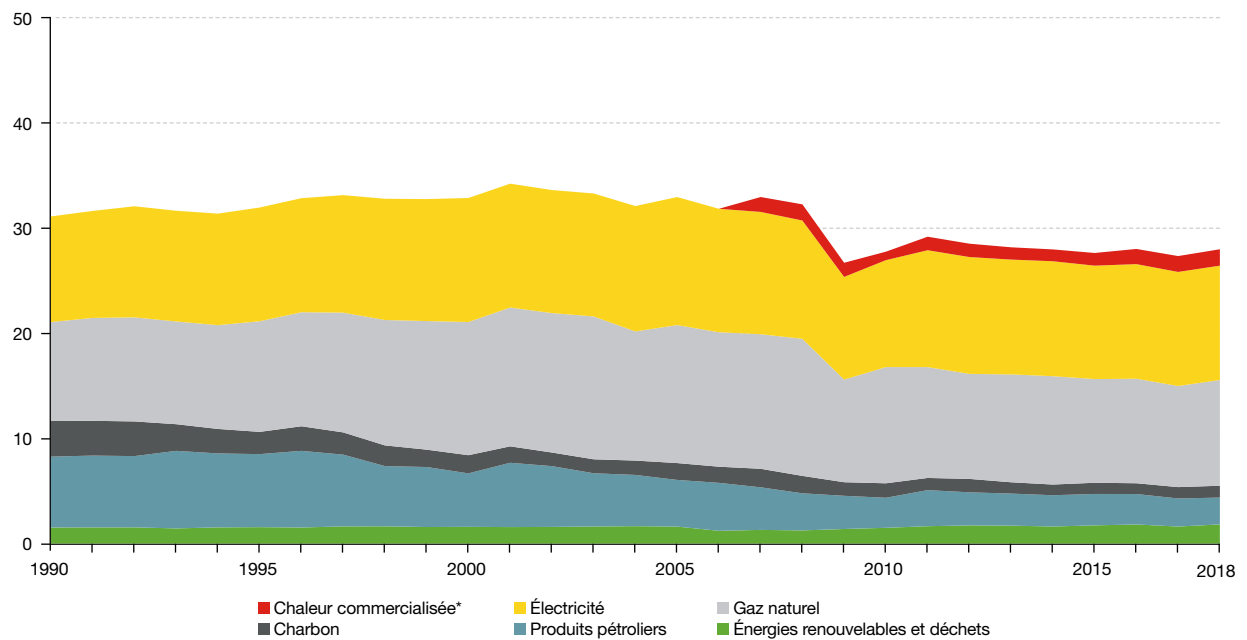
La consommation de charbon de 1,1 Mtep est en hausse (+ 4,3 % par rapport à 2017) pour la deuxième année consécutive, alors qu'elle avait fortement reculé jusqu'en 2014. Cette hausse se concentre dans les secteurs de l'agroalimentaire et des produits minéraux non métalliques, tandis que la consommation recule fortement dans la sidérurgie (hors hauts-fourneaux). Elle baisse par ailleurs aussi dans les hauts-fourneaux, non comptabilisés ici (- 0,1 Mtep) - (*cf. 3.3*).

La dépense énergétique totale (*figure 5.6.3*) de l'industrie (hors hauts-fourneaux) s'élève en 2018 à 13,9 milliards d'euros. Elle rebondit par rapport en 2017 (+ 7 % en euros constants) du fait de la hausse de la consommation et des prix dans l'industrie (*cf. partie 1*). La facture en électricité représente, à elle seule, 56 % de la dépense totale et celle en gaz naturel 25 %, alors que ces deux énergies ont une part presque identique dans la consommation finale énergétique. En prenant en compte les hauts-fourneaux, la dépense énergétique totale de l'industrie s'établit en 2018 à 15,2 milliards d'euros.

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)



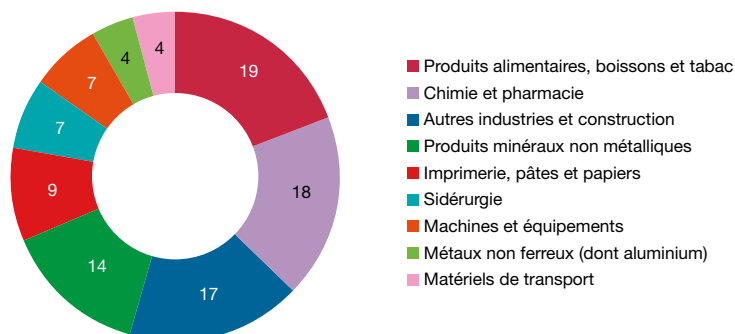
* Données disponibles à partir de 2007 uniquement.

Champ : 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

Figure 5.6.2 : répartition par secteur de la consommation finale énergétique de l'industrie en 2018

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 de l'industrie (hors filière fonte) par énergie (données réelles non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Produits pétroliers	2,9	1 701	2,9	1 467	2,8	1 294	2,6	1 454	2,5	1 734
Gaz naturel	9,7	4 096	9,5	3 791	9,8	3 393	9,3	3 151	9,7	3 526
Charbon et dérivés	1,0	202	1,0	183	1,0	181	1,1	225	1,1	261
Énergies renouvelables et déchets*	1,6	82	1,7	89	1,8	79	1,6	73	1,8	83
Électricité	10,7	8 621	10,6	8 497	10,7	7 878	10,6	7 605	10,6	7 780
Chaleur commercialisée	1,1	428	1,2	407	1,4	430	1,5	459	1,5	529
Total	26,9	15 130	26,9	14 435	27,6	13 254	26,7	12 967	27,3	13 913

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

Source : calculs SDES

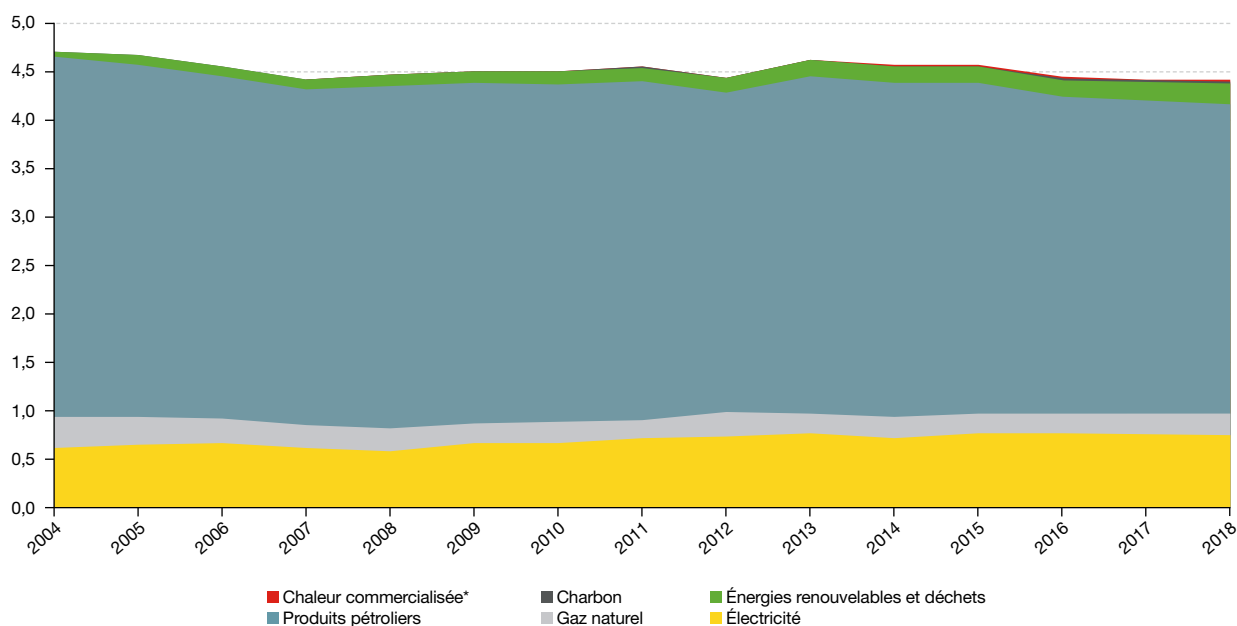
5.7 Agriculture-pêche : une consommation stable depuis le début de la décennie

En 2018, la consommation finale d'énergie de l'agriculture et de la pêche s'établit à 4,4 Mtep et est stable par rapport à 2017 (+ 0,0 %), après un recul de 0,8 % en 2017. Elle varie peu globalement depuis une dizaine d'années et apparaît en particulier assez peu sensible aux fluctuations de la production

agricole. 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 très léger recul (- 0,5 %), soit - 0,1 % par an en moyenne.

Figure 5.7.1 : consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche

En Mtep



* Données disponibles à partir de 2007 uniquement.

Champ : 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

Le mix énergétique est toujours dominé par les produits pétroliers, qui représentent 73 % de la consommation agricole en 2018. La consommation des produits pétroliers est stable en 2018 (- 0,4 %), après avoir baissé de 1,3 % en 2017. En recul de 3,2 % en 2018, la consommation d'électricité représente la deuxième source d'énergie dans ce secteur avec une part de 17 %. Vient ensuite le gaz naturel (essentiellement concentré dans les serres et abris hauts), en progression de

14 % avec une part dans le mix de 5 %. Enfin, les énergies renouvelables thermiques et déchets croissent de 4 % et représentent 4 % de la consommation énergétique agricole.

La pêche représente 6,5 % des consommations d'énergie de l'ensemble agriculture-pêche. Il s'agit pour l'essentiel du gazole consommé par les bateaux de pêche. Sa consommation finale d'énergie diminue en 2018 (- 10 %), après avoir augmenté de 16 % en 2017.

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

Figure 5.7.2 : consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche et dépense associée

	2014		2015		2016		2017		2018	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈	En Mtep	En M€ ₂₀₁₈
Produits pétroliers	3,45	3 018	3,41	2 388	3,27	1 994	3,23	2 215	3,22	2 560
Gaz naturel	0,22	126	0,20	105	0,21	98	0,21	94	0,24	108
Charbon	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	1	0,00	1
Énergies renouvelables et déchets	0,17	0	0,18	0	0,18	0	0,19	0	0,20	0
Électricité	0,70	855	0,76	950	0,76	972	0,76	990	0,74	1 012
Chaleur commercialisée	0,01	8	0,01	6	0,01	8	0,01	7	0,01	12
Total	4,56	4 007	4,56	3 449	4,43	3 072	4,40	3 307	4,40	3 693

Source : calculs SDES

En 2018, le secteur agriculture-pêche a dépensé 3,7 milliards d'euros pour sa consommation finale d'énergie, en forte progression par rapport à 2017, de 12 % en euros constants, en raison essentiellement de la hausse des prix des carburants (figure 5.7.2). Cette dépense reste néanmoins inférieure à celle observée en 2014. Les produits pétroliers concentrent 69 % de la dépense, contre 73 % de consommation finale. À l'inverse, le poids de l'électricité est plus élevé dans

la dépense totale que dans la consommation (respectivement 27 % et 17 %). Troisième énergie du secteur, le gaz représente 3 % de la dépense, contre 5 % de la consommation.

La pêche a dépensé environ 200 millions d'euros pour sa consommation finale d'énergie, soit 3 % d'augmentation par rapport à 2017 en euros constants. La forte hausse du prix des carburants de pêche (+ 17 %) a plus que compensé la baisse de la consommation.

partie 6

Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

— Les émissions réelles de CO₂ liées à la combustion d'énergie ont baissé de 4,3 % en 2018. À climat constant, la diminution est un peu moins prononcée (- 3,4 %). Sur le plus long terme, les émissions à climat constant se sont repliées de 19 % depuis 1990. Les transports demeurent le premier secteur émetteur de CO₂ (40 %), devant le résidentiel-tertiaire (23 %), la branche énergie (18 %), l'industrie (15 %) et l'agriculture (3 %).



6. Reprise de la baisse 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 et précise que l'inventaire national transmis dans le cadre du Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (qui contient également les émissions non liées à la combustion d'énergie, cf. encadré page 108), mais elle 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 baisse de 4,3 % en France métropolitaine en 2018 (figure 6.1). Une partie de cette diminution s'explique par le climat plus doux en 2018 qu'en 2017 : à climat constant, cette baisse est réduite à 3,4 %. La baisse à climat constant est imputable au secteur de la production d'énergie (- 7 MtCO₂) et, dans une moindre mesure, aux transports (- 3 MtCO₂) et au résidentiel-tertiaire (- 2 MtCO₂). Cela fait suite à trois années de légère hausse à climat réel.

À plus long terme, ces émissions à climat constant sont inférieures de 19 % au niveau de 1990, soit une baisse annuelle moyenne de 0,7 %. Depuis 2010, le rythme moyen de baisse annuelle est plus soutenu, de 1,4 %, mais reste toutefois à accélérer pour atteindre la cible à l'horizon 2050. En effet, la loi Énergie et Climat adoptée en 2019 fixe l'objectif d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre (dont les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie représentent environ 70 %) par un facteur supérieur à 6, ce qui correspondrait à une baisse annuelle moyenne d'au moins 3 % entre 1990 et 2050.

Tous secteurs confondus, les produits pétroliers restent de loin la principale source d'émissions (58 %), bien que cette part soit en légère diminution par rapport à 1990 (figure 6.2). 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 (10 % du total) est en recul sur la même période (21 % en 1990). Enfin, la valorisation énergétique de déchets non renouvelables représente un peu plus de 2 % des émissions.

Les transports (hors soutes aériennes et maritimes internationales) sont le premier secteur émetteur sur toute la période 1990-2018. Ils représentent 40 % du total en 2018. Les émissions sont quasi exclusivement associées à la combustion de produits pétroliers. Elles sont en baisse de 2,4 % en 2018, en raison principalement d'une baisse des consommations routières. C'est le seul secteur pour lequel elles ont augmenté depuis 1990 (+ 4 %), même si elles sont inférieures au niveau atteint au début des années 2000. La consommation énergétique reste stable depuis 2013, mais l'incorporation croissante de

biocarburants (dont les émissions liées à la combustion sont conventionnellement nulles) contribue à faire légèrement baisser les émissions (- 0,2 %/an depuis 2013).

Les émissions directes¹ corrigées des variations climatiques du résidentiel-tertiaire représentent 23 % du total (dont deux tiers pour le résidentiel et un tiers pour le tertiaire). À climat constant, ces émissions sont en baisse de 2,3 % en 2018, ce qui est proche du rythme de décroissance observé ces dernières années. Sur cette période, c'est le premier secteur contribuant à la baisse. Sur le long terme, alors que la consommation finale du secteur résidentiel-tertiaire a nettement augmenté depuis 1990 (+ 18 %), les émissions directes sont inférieures de 21 % à leur niveau de 1990. Cette divergence est liée à la place croissante de l'électricité dans ces consommations (+ 12 points) et au recours accru au gaz naturel pour le chauffage (+ 5 points), au détriment des produits pétroliers (- 17 points).

Les émissions liées à la production d'électricité et de chaleur (y compris autoproducteurs) baissent très significativement en 2018 (- 18 % à climat constant), avec des baisses comparables des consommations de gaz naturel et de charbon. Le retour à une forte disponibilité du parc électronucléaire ainsi qu'un niveau élevé de production hydro-électrique ont en effet limité le recours aux centrales thermiques par rapport à 2017.

Tout comme pour le résidentiel-tertiaire, les émissions de CO₂ associées à cette production ont décru (- 30 % depuis 1990) plus rapidement que la consommation d'énergie fossile associée (- 18 %). Cela s'explique par la baisse continue de la part du charbon (et du pétrole dans une moindre mesure) au profit du gaz naturel, qui devient la première source d'émissions en 2018.

La branche énergie dans son ensemble, qui inclut notamment les émissions des raffineries, représente 18 % des émissions totales.

Les émissions directes¹ de l'industrie augmentent en 2018 (+ 2,4 % à climat constant) et représentent 15 % des émissions liées à l'énergie. Cette hausse est principalement liée à une augmentation de la combustion de gaz naturel, dans le secteur de la chimie notamment.

Ce rebond contraste avec la tendance de long terme : les émissions directes liées à la combustion se sont réduites de 36 % depuis 1990. Les consommations énergétiques ont baissé de 13 % dans le même temps. Le différentiel est lié au recul plus prononcé des énergies les plus émettrices (produits pétroliers et charbon, - 64 % et - 43 % respectivement) au profit du gaz naturel et surtout de l'électricité. L'industrie est le principal secteur contributeur à la baisse par rapport à 1990.

¹ Non compris les émissions indirectes liées à la consommation d'électricité et de chaleur commercialisée, celles-ci étant comprises dans la branche énergie.

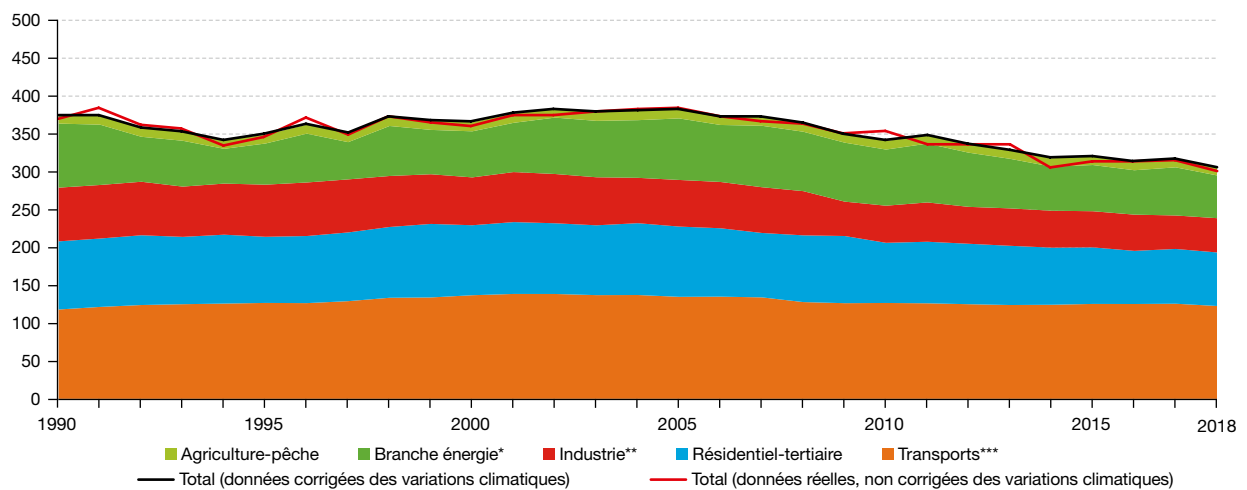
partie 6 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

Dans l'agriculture, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie, en grande majorité liées à la combustion de produits pétroliers, se replient légèrement en 2018 (- 0,7 %, à 10,3 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 2018 à 9,2 MtCO₂ (+ 1 %). Elles sont principalement liées aux transports (3,6 MtCO₂) et à la production d'énergie (4,9 MtCO₂ réparties entre combustion de produits pétroliers et de charbon). Enfin, les liaisons DOM-métropole représentent 2,5 MtCO₂.

Figure 6.1 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie par secteur entre 1990 et 2018

En MtCO₂ (données corrigées des variations climatiques)



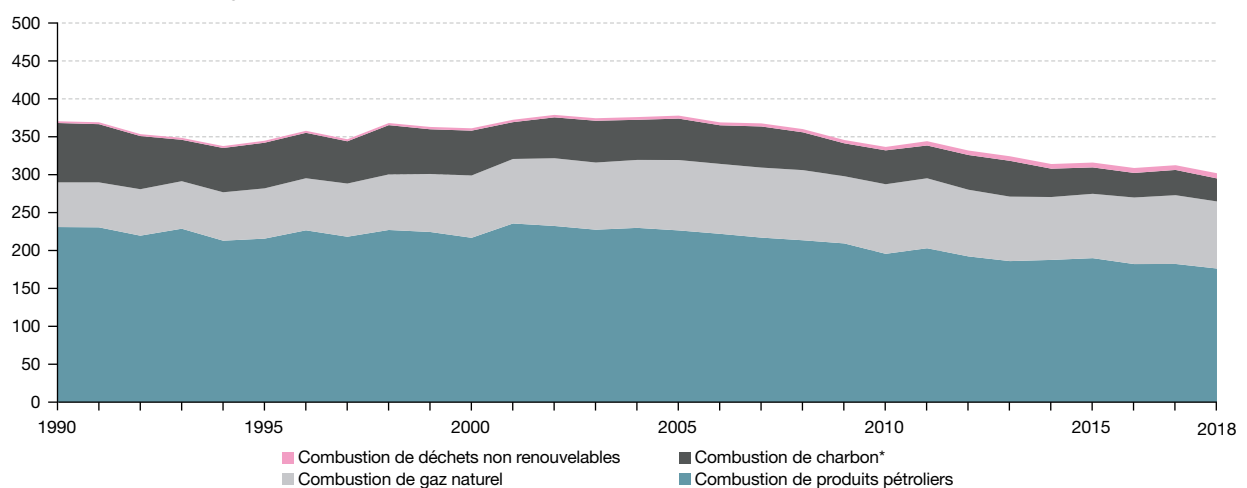
* Y compris écart statistique. ** Y compris hauts-fourneaux. *** Hors transports internationaux maritimes et aériens.

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

Source : calculs SDES

Figure 6.2 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie par source entre 1990 et 2018

En MtCO₂ (données corrigées des variations climatiques)



* Y compris gaz sidérurgiques.

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

Source : calculs SDES

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. Les autres émissions de gaz à effet de serre proviennent essentiellement de l'UTCATF (utilisation des terres, changement d'affectation des terres et la foresterie) et de l'agriculture.

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 ;
- une faible partie des émissions considérées ici comme relevant de la combustion d'énergie fossile sont allouées, dans les inventaires nationaux d'émissions, à la catégorie 2 « *Industrial Processes and Product Use* ».

Par ailleurs, contrairement au reste du bilan (mais de même que dans les inventaires), 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 national. Les émissions de gaz à effet de serre engendrées par la production des biens consommés sur le territoire, y compris ceux importés (« empreinte carbone »), sont estimées dans les *Chiffres clés du climat*.

Données clés

HAUSSE DE PRÈS DE TROIS POINTS DU TAUX D'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE

La production d'énergie primaire s'élève à 138,0 Mtep en 2018, augmentant de 4,6 % après deux années de baisse consécutives. Ce rebond s'explique principalement par celui de la production nucléaire qui avait atteint en 2017 son plus bas niveau depuis la fin des années 1990. Les énergies renouvelables électriques contribuent également à cette hausse. La consommation d'énergie primaire nationale, quant à elle, décroît légèrement (- 0,5 %). En conséquence, les importations nettes d'énergie diminuent de 4,5 % et le taux d'indépendance énergétique gagne 2,7 points. Corrigée des variations climatiques, la consommation d'énergie primaire est quasiment stable (+ 0,2 %), à 252,4 Mtep.

BAISSE DE LA CONSOMMATION FINALE D'ÉNERGIE DE 0,8 % 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 96,1 Mtep en 2018, en hausse de 1,8 %. La consommation finale d'énergie, corrigée des variations climatiques, décroît de 0,8 %, à 156,3 Mtep. La consommation finale à usage non énergétique diminue en particulier de 5,9 %, à 13,4 Mtep. La consommation finale à usage énergétique diminue, quant à elle, de 0,3 %, à 142,9 Mtep, à climat constant. La décomposition sectorielle de cette dernière est la suivante : transports, 32 % ; résidentiel, 29 % ; industrie, 19 % ; tertiaire, 17 % ; agriculture-pêche, 3 %.

La consommation d'énergie à usage de transport diminue de 1,8 % en 2018, à 45,3 Mtep. La consommation d'énergie résidentielle baisse en 2018 de 3,1 % en données réelles et de 0,7 % à climat constant. La consommation du secteur tertiaire diminue de 1,0 % en données réelles, mais augmente légèrement, de 0,5 %, en données corrigées des variations climatiques. La consommation d'énergie de l'industrie (y compris construction, mais hors hauts-fourneaux) rebondit de 1,9 % en données réelles et de 2,4 % à climat constant.

LES CONSOMMATEURS FINAUX D'ÉNERGIE ONT DÉPENSÉ 167 Md€ EN 2018

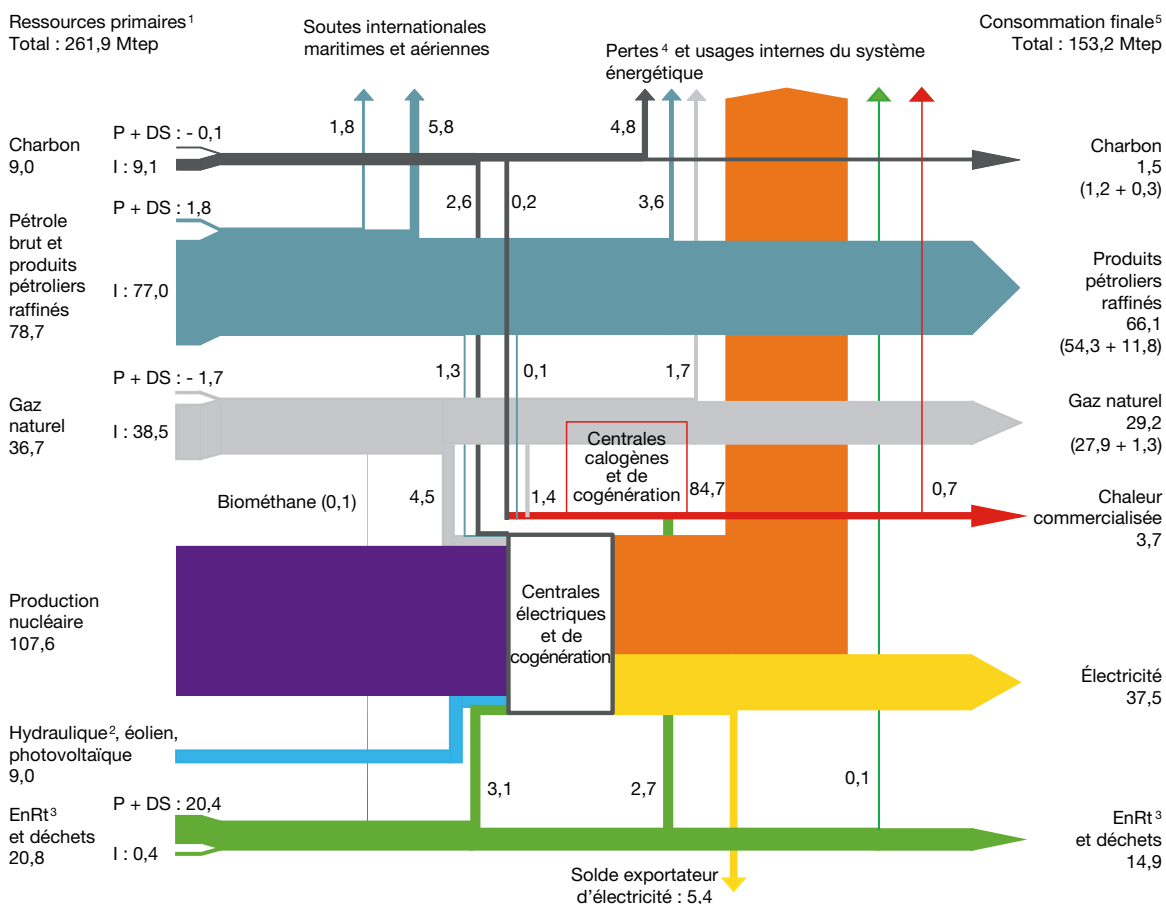
Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 167,4 Md€ en 2018 pour satisfaire leurs besoins en énergie. Au sein de cette dépense, le coût des importations nettes de produits énergétiques représente 41,0 Md€, les taxes énergétiques (nettes des subventions aux énergies renouvelables) 38,8 Md€ et la TVA non déductible 14,7 Md€. Le solde, soit 72,8 Md€, correspond à la rémunération d'activités réalisées sur le territoire national.

La facture moyenne d'énergie des ménages s'élève à environ 3 100 € en 2018 (dont 1 400 € de taxes), en hausse de 6 % en euros constants, et est répartie à parts égales entre le logement et les carburants. La facture liée au logement augmente de 2 %. La dépense des ménages en carburants, tirée par le rebond des prix, augmente encore plus sensiblement, de 11 %, malgré la baisse des volumes consommés. L'énergie représente 9 % du budget des ménages en 2018.

LE DIAGRAMME DE SANKEY, OUTIL DE VISUALISATION DU BILAN

Le diagramme de Sankey, représenté ci-après, illustre qu'en 2018 la France a mobilisé une ressource primaire de 261,9 Mtep pour satisfaire une consommation finale (non corrigée des variations climatiques) de 153,2 Mtep. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique (95,7 Mtep au total), des exportations nettes d'électricité (5,4 Mtep), des soutes aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation finale (7,6 Mtep). Le diagramme illustre aussi les flux des différentes formes d'énergie transformés en électricité (par exemple, 4,5 Mtep de gaz ont été utilisées à des fins de production d'électricité).

Ensemble des énergies – Bilan énergétique de la France en 2018 (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
- Annexes méthodologiques
- Sigles et abréviations
- Pour en savoir plus
- Table des matières



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. Les hauts-fourneaux sont exclus de l'industrie dans le bilan physique (car classés dans la branche énergie) mais inclus dans le bilan monétaire.
- Transferts et retours en raffineries (produits pétroliers) : ce poste correspond aux échanges comptables existants entre le bilan du pétrole brut et celui des produits raffinés. Des produits bruts peuvent être utilisés sans avoir été raffinés (notamment les condensats utilisés pour la pétrochimie). À l'inverse, des produits semi-finis peuvent être retournés en raffineries pour être retraités (issus du commerce extérieur 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 commercialisée.
- Données réelles : données non corrigées des variations climatiques.
- Données CVC : données corrigées des variations climatiques.

Bilans physiques, toutes énergies confondues (données réelles)

Bilan énergétique physique 2018

Données réelles
En Mtep

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,00	0,94	0,00	0,01	107,60	9,02	20,40	0,00	0,00	137,96
Importations	9,16	54,43	42,83	43,78	0,00	0,00	1,45	1,17	0,00	152,81
Exportations	- 0,03	- 0,04	- 20,25	- 5,32	0,00	0,00	- 1,06	- 6,58	0,00	- 33,29
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,82
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,80
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 0,09	0,39	0,45	- 1,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,00
Consommation primaire	9,03	55,72	15,40	36,73	107,60	9,02	20,79	- 5,41	0,00	248,87
Écart statistique	0,47	- 0,14	1,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00	2,10
Production d'électricité	2,58	0,00	1,26	4,47	107,60	9,02	3,09	- 49,58	0,00	78,43
Production de chaleur	0,17	0,00	0,15	1,37	0,00	0,00	2,72	0,00	- 4,18	0,23
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 0,06	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	57,29	- 56,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53
Autres transformations, transferts	2,92	- 1,43	1,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,82
Usages internes de la branche énergie	1,44	0,00	1,65	1,31	0,00	0,00	0,00	2,88	0,00	7,27
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	3,32	0,52	4,27
Consommation nette de la branche énergie	7,57	55,72	- 50,71	7,52	107,60	9,02	5,87	- 43,27	- 3,66	95,65
Industrie	1,11	0,00	2,50	9,68	0,00	0,00	1,79	10,65	1,53	27,26
Transports	0,00	0,00	40,89	0,14	0,00	0,00	3,40	0,89	0,00	45,32
Résidentiel	0,03	0,00	4,72	10,67	0,00	0,00	8,74	13,61	1,29	39,06
Tertiaire	0,04	0,00	3,02	7,16	0,00	0,00	0,80	11,97	0,82	23,80
Agriculture	0,00	0,00	3,22	0,24	0,00	0,00	0,20	0,74	0,01	4,40
Consommation finale énergétique	1,17	0,00	54,34	27,88	0,00	0,00	14,92	37,86	3,66	139,83
Consommation finale non énergétique	0,29	0,00	11,77	1,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,39
Consommation finale	1,47	0,00	66,11	29,21	0,00	0,00	14,92	37,86	3,66	153,22

Source : SDES

annexes

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 commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,00	0,99	0,00	0,01	103,80	7,28	19,80	0,00	0,00	131,89
Importations	10,12	59,05	41,80	43,16	0,00	0,00	1,34	1,82	0,00	157,28
Exportations	0,00	- 0,12	- 20,53	- 5,42	0,00	0,00	- 0,77	- 5,27	0,00	- 32,12
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,65
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,62
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 0,19	- 0,32	- 0,01	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
Consommation primaire	9,92	59,60	13,99	38,49	103,80	7,28	20,37	- 3,45	0,00	249,99
Écart statistique	0,21	0,08	1,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	1,68
Production d'électricité	3,59	0,00	1,47	5,84	103,80	7,28	3,00	- 47,88	0,00	77,10
Production de chaleur	0,25	0,00	0,15	1,45	0,00	0,00	2,62	0,00	- 4,17	0,29
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	- 60,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52
Autres transformations, transferts	2,97	- 1,56	1,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,88
Usages internes de la branche énergie	1,46	0,00	1,79	1,23	0,00	0,00	0,00	2,83	0,00	7,31
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	3,32	0,58	4,33
Consommation nette de la branche énergie	8,48	59,60	- 54,50	8,92	103,80	7,28	5,64	- 41,52	- 3,60	94,11
Industrie	1,06	0,00	2,62	9,34	0,00	0,00	1,59	10,65	1,48	26,75
Transports	0,00	0,00	41,76	0,12	0,00	0,00	3,34	0,93	0,00	46,15
Résidentiel	0,04	0,00	5,16	11,34	0,00	0,00	8,82	13,69	1,28	40,32
Tertiaire	0,04	0,00	3,08	7,26	0,00	0,00	0,80	12,04	0,83	24,05
Agriculture	0,00	0,00	3,23	0,21	0,00	0,00	0,19	0,76	0,01	4,40
Consommation finale énergétique	1,14	0,00	55,86	28,27	0,00	0,00	14,72	38,07	3,60	141,66
Consommation finale non énergétique	0,30	0,00	12,63	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,22
Consommation finale	1,44	0,00	68,49	29,57	0,00	0,00	14,72	38,07	3,60	155,89

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 commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,00	1,02	0,00	0,02	105,06	7,86	19,84	0,00	0,00	133,80
Importations	8,59	57,22	42,02	41,23	0,00	0,00	1,22	1,71	0,00	151,99
Exportations	- 0,06	- 0,04	- 20,84	- 3,34	0,00	0,00	- 0,71	- 5,28	0,00	- 30,27
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,47
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,58
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,58	1,00	- 0,18	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,77
Consommation primaire	9,11	59,20	13,95	38,29	105,06	7,86	20,35	- 3,57	0,00	250,24
Écart statistique	0,57	- 0,04	1,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	2,01
Production d'électricité	2,96	0,00	1,40	5,07	105,06	7,86	3,01	- 48,09	0,00	77,26
Production de chaleur	0,27	0,00	0,12	1,46	0,00	0,00	2,43	0,00	- 4,15	0,14
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	- 60,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62
Autres transformations, transferts	2,98	- 1,87	1,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,91
Usages internes de la branche énergie	0,92	0,00	1,95	1,25	0,00	0,00	0,00	2,86	0,00	6,98
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	3,22	0,62	4,29
Consommation nette de la branche énergie	7,70	59,20	- 53,84	8,21	105,06	7,86	5,46	- 41,92	- 3,53	94,19
Industrie	1,01	0,00	2,85	9,78	0,00	0,00	1,78	10,72	1,42	27,56
Transports	0,00	0,00	41,62	0,10	0,00	0,00	3,12	0,93	0,00	45,76
Résidentiel	0,04	0,00	5,19	11,67	0,00	0,00	8,97	13,86	1,30	41,03
Tertiaire	0,04	0,00	2,97	7,03	0,00	0,00	0,84	12,08	0,80	23,76
Agriculture	0,00	0,00	3,27	0,21	0,00	0,00	0,18	0,76	0,01	4,43
Consommation finale énergétique	1,09	0,00	55,91	28,78	0,00	0,00	14,89	38,35	3,53	142,55
Consommation finale non énergétique	0,32	0,00	11,88	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,50
Consommation finale	1,41	0,00	67,79	30,08	0,00	0,00	14,89	38,35	3,53	156,05

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 commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,00	1,10	0,00	0,02	113,98	7,33	18,74	0,00	0,00	141,16
Importations	9,20	59,57	43,65	39,38	0,00	0,00	0,86	0,86	0,00	153,51
Exportations	- 0,02	- 0,14	- 21,28	- 4,86	0,00	0,00	- 0,76	- 6,36	0,00	- 33,43
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,64
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,66
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,15	0,11	- 0,09	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67
Consommation primaire	9,33	60,64	14,97	35,04	113,98	7,33	18,84	- 5,51	0,00	254,61
Écart statistique	0,25	0,08	2,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	2,85
Production d'électricité	3,41	0,00	1,41	3,19	113,98	7,33	2,92	- 49,41	0,00	82,82
Production de chaleur	0,30	0,00	0,14	1,30	0,00	0,00	2,08	0,00	- 3,70	0,13
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	0,60
Autres transformations, transferts	2,91	- 1,47	1,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,82
Usages internes de la branche énergie	1,04	0,00	1,91	1,38	0,00	0,00	0,00	2,87	0,00	7,20
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	3,11	0,56	4,13
Consommation nette de la branche énergie	7,90	60,64	- 54,29	6,32	113,98	7,33	5,00	- 43,19	- 3,14	100,55
Industrie	1,05	0,00	2,92	9,47	0,00	0,00	1,70	10,56	1,19	26,87
Transports	0,00	0,00	41,58	0,09	0,00	0,00	3,00	0,94	0,00	45,61
Résidentiel	0,04	0,00	5,54	10,79	0,00	0,00	8,22	13,36	1,22	39,16
Tertiaire	0,04	0,00	3,39	6,91	0,00	0,00	0,74	12,05	0,73	23,86
Agriculture	0,00	0,00	3,41	0,20	0,00	0,00	0,18	0,76	0,01	4,55
Consommation finale énergétique	1,13	0,00	56,83	27,46	0,00	0,00	13,83	37,68	3,14	140,06
Consommation finale non énergétique	0,30	0,00	12,44	1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,00
Consommation finale	1,43	0,00	69,26	28,72	0,00	0,00	13,83	37,68	3,14	154,06

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 commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,12	1,08	0,00	0,01	113,73	7,56	17,48	0,00	0,00	139,99
Importations	9,80	56,13	44,18	40,19	0,00	0,00	0,85	0,68	0,00	151,83
Exportations	- 0,04	- 0,15	- 19,23	- 6,35	0,00	0,00	- 0,67	- 6,45	0,00	- 32,90
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,83
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,35
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 0,09	0,42	- 0,35	- 1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,27
Consommation primaire	9,79	57,49	17,41	32,60	113,73	7,56	17,66	- 5,78	0,00	250,47
Écart statistique	0,35	0,03	1,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,00	2,21
Production d'électricité	3,45	0,00	1,40	2,00	113,73	7,56	2,68	- 48,73	0,00	82,09
Production de chaleur	0,35	0,00	0,14	1,09	0,00	0,00	1,90	0,00	- 3,44	0,03
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	- 59,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,60
Autres transformations, transferts	3,27	- 2,58	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,19
Usages internes de la branche énergie	0,95	0,00	1,94	1,32	0,00	0,00	0,00	2,87	0,00	7,09
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	2,97	0,61	4,02
Consommation nette de la branche énergie	8,37	57,49	- 51,89	4,85	113,73	7,56	4,58	- 42,63	- 2,84	99,23
Industrie	1,00	0,00	2,88	9,72	0,00	0,00	1,59	10,66	1,11	26,95
Transports	0,00	0,00	41,20	0,09	0,00	0,00	2,96	0,93	0,00	45,17
Résidentiel	0,04	0,00	5,52	10,02	0,00	0,00	7,62	12,81	1,05	37,07
Tertiaire	0,04	0,00	3,31	6,50	0,00	0,00	0,74	11,76	0,66	23,01
Agriculture	0,00	0,00	3,45	0,22	0,00	0,00	0,17	0,70	0,01	4,55
Consommation finale énergétique	1,08	0,00	56,35	26,55	0,00	0,00	13,08	36,86	2,84	136,75
Consommation finale non énergétique	0,34	0,00	12,95	1,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,49
Consommation finale	1,42	0,00	69,30	27,74	0,00	0,00	13,08	36,86	2,84	151,24

Source : SDES

Bilans physiques par énergie (données réelles et données CVC)

Bilan physique du charbon de 2014 à 2018

Données réelles
En Mtep

	2014	2015	2016	2017	2018
Production d'énergie primaire	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00
Importations	9,80	9,20	8,59	10,12	9,16
Exportations	- 0,04	- 0,02	- 0,06	0,00	- 0,03
Variations de stocks	- 0,09	0,15	0,58	- 0,19	- 0,09
Total approvisionnement	9,79	9,33	9,11	9,92	9,03
Écart statistique	0,35	0,25	0,57	0,21	0,47
Consommation nette des cokeries	0,47	0,37	0,50	0,64	0,67
Consommation nette des hauts-fourneaux	3,75	3,57	3,39	3,79	3,69
Consommation nette filière fonte	4,22	3,95	3,89	4,43	4,35
Production d'électricité	3,45	3,41	2,96	3,59	2,58
Production de chaleur	0,35	0,30	0,27	0,25	0,17
Consommation nette de la branche énergie	8,37	7,90	7,70	8,48	7,57
Industrie	1,00	1,05	1,01	1,06	1,11
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
Tertiaire	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Agriculture	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale énergétique	1,08	1,13	1,09	1,14	1,17
Consommation finale non énergétique	0,34	0,30	0,32	0,30	0,29
Consommation finale	1,42	1,43	1,41	1,44	1,47

Source : SDES

annexes

Bilan physique du charbon de 2014 à 2018

Données corrigées des variations climatiques
En Mtep

	2014	2015	2016	2017	2018
Production d'énergie primaire	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00
Importations	9,80	9,20	8,59	10,12	9,16
Exportations	- 0,04	- 0,02	- 0,06	0,00	- 0,03
Variations de stocks	- 0,09	0,15	0,58	- 0,19	- 0,09
Total approvisionnement	9,79	9,33	9,11	9,92	9,03
Correction climatique	0,61	0,29	0,00	0,08	0,16
Écart statistique	0,35	0,25	0,57	0,21	0,47
Consommation nette des cokeries	0,47	0,37	0,50	0,64	0,67
Consommation nette des hauts-fourneaux	3,75	3,57	3,39	3,79	3,69
Consommation nette filière fonte	4,22	3,95	3,89	4,43	4,35
Production d'électricité	4,01	3,67	2,95	3,66	2,73
Production de chaleur	0,41	0,32	0,27	0,26	0,18
Consommation nette de la branche énergie	8,98	8,19	7,70	8,57	7,72
Industrie	1,00	1,05	1,01	1,06	1,11
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
Tertiaire	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Agriculture	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale énergétique	1,08	1,13	1,09	1,14	1,17
Consommation finale non énergétique	0,34	0,30	0,32	0,30	0,29
Consommation finale	1,42	1,43	1,41	1,44	1,47

Source : SDES



annexes

Bilan physique du pétrole brut de 2014 à 2018

Données réelles
En Mtep

	2014	2015	2016	2017	2018
Production d'énergie primaire	1,08	1,10	1,02	0,99	0,94
Importations	56,13	59,57	57,22	59,05	54,43
Exportations	- 0,15	- 0,14	- 0,04	- 0,12	- 0,04
Variations de stocks	0,42	0,11	1,00	- 0,32	0,39
Autres charges de raffinage, retours de pétrochimie	2,58	1,47	1,87	1,56	1,43
Total approvisionnement des raffineries	60,07	62,10	61,07	61,16	57,15
Écart statistique	0,03	0,08	- 0,04	0,08	- 0,14
Transformation de pétrole brut en raffinerie	60,04	62,02	61,11	61,08	57,29
Consommation brute de la branche énergie	60,07	62,10	61,07	61,16	57,15

Source : SDES

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés de 2014 à 2018

Données réelles
En Mtep

	2014	2015	2016	2017	2018
Production nette des raffineries	57,50	59,50	58,54	58,77	55,11
Importations	44,18	43,65	42,02	41,80	42,83
Exportations	- 19,23	- 21,28	- 20,84	- 20,53	- 20,25
Soutes maritimes internationales	- 1,83	- 1,64	- 1,47	- 1,65	- 1,82
Soutes aériennes internationales	- 5,35	- 5,66	- 5,58	- 5,62	- 5,80
Variations de stocks	- 0,35	- 0,09	- 0,18	- 0,01	0,45
Transferts et retours en raffinerie	- 2,50	- 1,37	- 1,80	- 1,47	- 1,33
Total approvisionnement en produits raffinés	72,41	73,10	70,69	71,29	69,18
Écart statistique	1,58	2,28	1,38	1,18	1,66
Production d'électricité	1,40	1,41	1,40	1,47	1,26
Production de chaleur	0,14	0,14	0,12	0,15	0,15
Consommation nette de la branche énergie	3,11	3,84	2,90	2,80	3,07
Industrie	2,88	2,92	2,85	2,62	2,50
Transports	41,20	41,58	41,62	41,76	40,89
Résidentiel	5,52	5,54	5,19	5,16	4,72
Tertiaire	3,31	3,39	2,97	3,08	3,02
Agriculture	3,45	3,41	3,27	3,23	3,22
Consommation finale énergétique	56,35	56,83	55,91	55,86	54,34
Consommation finale non énergétique	12,95	12,44	11,88	12,63	11,77
Consommation finale	69,30	69,26	67,79	68,49	66,11

Source : SDES

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés de 2014 à 2018

Données corrigées des variations climatiques
En Mtep

	2014	2015	2016	2017	2018
Production nette des raffineries	57,50	59,50	58,54	58,77	55,11
Importations	44,18	43,65	42,02	41,80	42,83
Exportations	- 19,23	- 21,28	- 20,84	- 20,53	- 20,25
Soutes maritimes internationales	- 1,83	- 1,64	- 1,47	- 1,65	- 1,82
Soutes aériennes internationales	- 5,35	- 5,66	- 5,58	- 5,62	- 5,80
Variations de stocks	- 0,35	- 0,09	- 0,18	- 0,01	0,45
Transferts et retours en raffinerie	- 2,50	- 1,37	- 1,80	- 1,47	- 1,33
Total approvisionnement en produits raffinés	72,41	73,10	70,69	71,29	69,18
Correction climatique	0,85	0,42	- 0,01	0,16	0,31
Écart statistique	1,58	2,28	1,38	1,18	1,66
Production d'électricité	1,40	1,41	1,40	1,47	1,26
Production de chaleur	0,14	0,14	0,12	0,15	0,15
Consommation nette de la branche énergie	3,11	3,84	2,90	2,80	3,07
Industrie	2,93	2,94	2,85	2,63	2,51
Transports	41,20	41,58	41,62	41,76	40,89
Résidentiel	6,08	5,82	5,19	5,28	4,93
Tertiaire	3,54	3,50	2,97	3,13	3,11
Agriculture	3,45	3,41	3,27	3,23	3,22
Consommation finale énergétique	57,20	57,25	55,90	56,03	54,65
Consommation finale non énergétique	12,95	12,44	11,88	12,63	11,77
Consommation finale	70,15	69,68	67,78	68,66	66,42

Source : SDES

annexes

Bilan physique du gaz naturel de 2014 à 2018

Données réelles
En TWh PCS

	2014	2015	2016	2017	2018
Production de gaz naturel	0,16	0,25	0,23	0,18	0,10
Injections de biométhane	0,03	0,08	0,22	0,41	0,71
Importations	519,38	508,90	532,84	557,67	565,76
Exportations	- 82,09	- 62,87	- 43,11	- 70,07	- 68,74
Variations de stocks	- 16,25	6,52	4,82	9,62	- 22,54
Total approvisionnement des réseaux	421,24	452,88	494,99	497,80	475,29
Écart statistique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Production d'électricité	25,88	41,22	65,52	75,47	57,80
Production de chaleur	14,05	16,86	18,88	18,71	17,69
Usages internes de la branche énergie	17,11	17,77	16,15	15,87	16,88
Pertes de transport et de distribution	5,71	5,96	5,72	5,62	5,51
Consommation brute de la branche énergie	62,75	81,81	106,26	115,67	97,87
Industrie	125,61	122,40	126,41	120,74	125,07
Transports	1,18	1,21	1,25	1,54	1,80
Résidentiel	129,45	139,39	150,82	146,52	137,90
Tertiaire	83,97	89,27	90,80	93,86	92,48
Agriculture	2,87	2,57	2,69	2,69	3,06
Consommation finale énergétique	343,07	354,83	371,97	365,35	360,30
Consommation finale non énergétique	15,41	16,23	16,77	16,78	17,12
Consommation finale	358,48	371,07	388,73	382,14	377,42

Source : SDES

annexes

Bilan physique du gaz naturel de 2014 à 2018

Données corrigées des variations climatiques
En TWh PCS

	2014	2015	2016	2017	2018
Production de gaz naturel	0,16	0,25	0,23	0,18	0,10
Injections de biométhane	0,03	0,08	0,22	0,41	0,71
Importations	519,38	508,90	532,84	557,67	565,76
Exportations	- 82,09	- 62,87	- 43,11	- 70,07	- 68,74
Variations de stocks	- 16,25	6,52	4,82	9,62	- 22,54
Total approvisionnement des réseaux	421,24	452,88	494,99	497,80	475,29
Correction climatique	45,45	25,11	- 0,52	12,35	23,22
Écart statistique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Production d'électricité	31,13	44,41	65,45	77,23	60,97
Production de chaleur	16,91	18,16	18,86	19,15	18,66
Usages internes de la branche énergie	17,11	17,77	16,15	15,87	16,88
Pertes de transport et de distribution	6,30	6,29	5,71	5,78	5,81
Consommation brute de la branche énergie	71,46	86,62	106,16	118,03	102,32
Industrie	130,98	125,37	126,35	122,20	127,81
Transports	1,18	1,21	1,25	1,54	1,80
Résidentiel	148,46	149,95	150,59	151,72	147,49
Tertiaire	96,34	96,05	90,66	97,19	98,92
Agriculture	2,87	2,57	2,69	2,69	3,06
Consommation finale énergétique	379,82	375,14	371,54	375,34	379,07
Consommation finale non énergétique	15,41	16,23	16,77	16,78	17,12
Consommation finale	395,23	391,37	388,31	392,12	396,19

Source : SDES

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de 2014 à 2018

Données réelles
En Mtep

	2014		2015		2016		2017		2018	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets
Production d'énergie primaire	7,56	17,48	7,33	18,74	7,86	19,84	7,28	19,80	9,02	20,40
Importations	0,00	0,85	0,00	0,86	0,00	1,22	0,00	1,34	0,00	1,45
Exportations	0,00	- 0,67	0,00	- 0,76	0,00	- 0,71	0,00	- 0,77	0,00	- 1,06
Variations de stocks	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	7,56	17,66	7,33	18,84	7,86	20,35	7,28	20,37	9,02	20,79
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	7,56	2,68	7,33	2,92	7,86	3,01	7,28	3,00	9,02	3,09
Production de chaleur	0,00	1,90	0,00	2,08	0,00	2,43	0,00	2,62	0,00	2,72
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,03	0,00	0,06
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	7,56	4,58	7,33	5,00	7,86	5,46	7,28	5,64	9,02	5,87
Industrie	0,00	1,59	0,00	1,70	0,00	1,78	0,00	1,59	0,00	1,79
Transports	0,00	2,96	0,00	3,00	0,00	3,12	0,00	3,34	0,00	3,40
Résidentiel	0,00	7,62	0,00	8,22	0,00	8,97	0,00	8,82	0,00	8,74
Tertiaire	0,00	0,74	0,00	0,74	0,00	0,84	0,00	0,80	0,00	0,80
Agriculture	0,00	0,17	0,00	0,18	0,00	0,18	0,00	0,19	0,00	0,20
Consommation finale énergétique	0,00	13,08	0,00	13,83	0,00	14,89	0,00	14,72	0,00	14,92
Consommation finale 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	13,08	0,00	13,83	0,00	14,89	0,00	14,72	0,00	14,92

Source : SDES

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de 2014 à 2018

Données corrigées des variations climatiques
En Mtep

	2014		2015		2016		2017		2018	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets
Production d'énergie primaire	7,56	17,48	7,33	18,74	7,86	19,84	7,28	19,80	9,02	20,40
Importations	0,00	0,85	0,00	0,86	0,00	1,22	0,00	1,34	0,00	1,45
Exportations	0,00	- 0,67	0,00	- 0,76	0,00	- 0,71	0,00	- 0,77	0,00	- 1,06
Variations de stocks	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	7,56	17,66	7,33	18,84	7,86	20,35	7,28	20,37	9,02	20,79
Correction climatique	0,00	1,21	0,00	0,68	0,00	- 0,01	0,00	0,36	0,00	0,70
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	7,56	2,68	7,33	2,92	7,86	3,01	7,28	3,00	9,02	3,09
Production de chaleur	0,00	1,94	0,00	2,11	0,00	2,43	0,00	2,63	0,00	2,76
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,03	0,00	0,06
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	7,56	4,62	7,33	5,03	7,86	5,46	7,28	5,66	9,02	5,90
Industrie	0,00	1,59	0,00	1,70	0,00	1,78	0,00	1,59	0,00	1,79
Transports	0,00	2,96	0,00	3,00	0,00	3,12	0,00	3,34	0,00	3,40
Résidentiel	0,00	8,73	0,00	8,84	0,00	8,96	0,00	9,14	0,00	9,37
Tertiaire	0,00	0,81	0,00	0,78	0,00	0,84	0,00	0,82	0,00	0,83
Agriculture	0,00	0,17	0,00	0,18	0,00	0,18	0,00	0,19	0,00	0,20
Consommation finale énergétique	0,00	14,25	0,00	14,49	0,00	14,88	0,00	15,07	0,00	15,58
Consommation finale 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	14,25	0,00	14,49	0,00	14,88	0,00	15,07	0,00	15,58

Source : SDES

annexes

Bilan physique de l'électricité de 2014 à 2018

Données réelles
En TWh

	2014	2015	2016	2017	2018
Nucléaire	415,9	416,8	384,0	379,1	393,1
Pétrole	6,1	6,3	6,5	6,6	5,7
Gaz naturel	12,4	19,9	33,0	38,2	28,9
Charbon	13,0	13,7	11,7	14,3	10,0
Autre thermique	7,6	8,3	9,4	9,6	10,1
Hydraulique	68,7	59,8	64,9	54,5	69,7
Éolien	17,3	21,4	21,4	24,6	28,6
Photovoltaïque	6,4	7,8	8,7	9,6	10,6
Autres	1,1	1,2	0,9	1,6	1,4
Production nette d'électricité	548,5	555,1	540,3	538,1	558,1
Énergie absorbée par le pompage-turbinage	- 8,0	- 6,9	- 6,7	- 7,1	- 7,3
Importations	7,9	10,0	19,9	21,1	13,6
Exportations	- 75,1	- 74,0	- 61,4	- 61,2	- 76,5
Total approvisionnement	473,4	484,2	492,1	490,9	487,8
Écart statistique	3,0	2,8	1,1	2,4	1,3
Branche énergie	7,2	7,1	7,6	7,2	7,6
Pertes de transport et de distribution	34,5	36,1	37,5	38,6	38,6
Total branche énergie	44,7	46,0	46,1	48,2	47,5
Industrie	123,9	122,8	124,7	123,8	123,8
Transports	10,8	11,0	10,8	10,9	10,4
Résidentiel	149,0	155,4	161,2	159,2	158,3
Tertiaire	136,7	140,2	140,5	140,0	139,2
Agriculture	8,2	8,8	8,8	8,8	8,6
Consommation finale énergétique	428,6	438,2	446,0	442,7	440,3
Consommation finale non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	428,6	438,2	446,0	442,7	440,3

Source : SDES

annexes

Bilan physique de l'électricité de 2014 à 2018

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2014	2015	2016	2017	2018
Nucléaire	415,9	416,8	384,0	379,1	393,1
Pétrole	6,1	6,3	6,5	6,6	5,7
Gaz naturel	12,4	19,9	33,0	38,2	28,9
Charbon	13,0	13,7	11,7	14,3	10,0
Autre thermique	7,6	8,3	9,4	9,6	10,1
Hydraulique	68,7	59,8	64,9	54,5	69,7
Éolien	17,3	21,4	21,4	24,6	28,6
Photovoltaïque	6,4	7,8	8,7	9,6	10,6
Autres	1,1	1,2	0,9	1,6	1,4
Production nette d'électricité	548,5	555,1	540,3	538,1	558,1
Énergie absorbée par le pompage-turbinage	- 8,0	- 6,9	- 6,7	- 7,1	- 7,3
Importations	7,9	10,0	19,9	21,1	13,6
Exportations	- 75,1	- 74,0	- 61,4	- 61,2	- 76,5
Total approvisionnement	473,4	484,2	492,1	490,9	487,8
Correction climatique	17,2	8,6	- 0,4	3,9	7,3
Écart statistique	3,0	2,8	1,1	2,4	1,3
Branche énergie	7,2	7,1	7,6	7,2	7,6
Pertes de transport et de distribution	36,5	37,2	37,5	39,1	39,6
Total branche énergie	46,7	47,1	46,1	48,7	48,5
Industrie	125,1	123,4	124,7	124,1	124,4
Transports	10,8	11,0	10,8	10,9	10,4
Résidentiel	158,3	160,5	161,1	161,8	163,2
Tertiaire	141,6	142,0	140,2	140,4	140,1
Agriculture	8,2	8,8	8,8	8,8	8,6
Consommation finale énergétique	443,9	445,7	445,6	446,0	446,6
Consommation finale non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	443,9	445,7	445,6	446,0	446,6

Source : SDES

annexes

Bilan physique de la chaleur commercialisée de 2014 à 2018

Données réelles
En TWh

	2014	2015	2016	2017	2018
Pétrole	2,63	2,65	2,43	2,81	2,35
Gaz naturel	14,04	16,19	17,91	17,49	17,39
Charbon	3,20	2,62	2,51	1,74	1,53
Autre thermique	18,17	19,41	22,83	23,78	24,37
Géothermie	1,05	1,07	1,22	1,51	1,71
Pompes à chaleur	0,07	0,14	0,14	0,14	0,27
Autres	0,87	0,96	1,25	1,04	0,98
Production de chaleur (commercialisée)	40,03	43,04	48,29	48,52	48,59
Pertes de transport et de distribution	7,06	6,53	7,24	6,71	6,05
Industrie	12,88	13,78	16,49	17,26	17,83
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	12,27	14,16	15,13	14,86	15,03
Tertiaire	7,72	8,48	9,33	9,60	9,53
Agriculture	0,11	0,08	0,11	0,09	0,15
Consommation finale énergétique	32,98	36,50	41,06	41,82	42,54
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	32,98	36,50	41,06	41,82	42,54

Source : SDES

Bilan physique de la chaleur commercialisée de 2014 à 2018

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2014	2015	2016	2017	2018
Pétrole	2,63	2,65	2,43	2,81	2,35
Gaz naturel	14,04	16,19	17,91	17,49	17,39
Charbon	3,20	2,62	2,51	1,74	1,53
Autre thermique	18,17	19,41	22,83	23,78	24,37
Géothermie	1,05	1,07	1,22	1,51	1,71
Pompes à chaleur	0,07	0,14	0,14	0,14	0,27
Autres	0,87	0,96	1,25	1,04	0,98
Production de chaleur (commercialisée)	40,03	43,04	48,29	48,52	48,59
Correction climatique	2,88	1,59	-0,03	0,80	1,50
Pertes de transport et de distribution	7,37	6,69	7,23	6,78	6,19
Industrie	12,88	13,78	16,49	17,26	17,83
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	13,85	15,05	15,11	15,30	15,86
Tertiaire	8,71	9,02	9,32	9,89	10,06
Agriculture	0,11	0,08	0,11	0,09	0,15
Consommation finale énergétique	35,55	37,93	41,03	42,54	43,90
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	35,55	37,93	41,03	42,54	43,90

Source : SDES

Bilans monétaires, toutes énergies confondues (données réelles)

Bilan énergétique monétaire 2018

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production primaire et marges	131	483	17 910	6 607	1 958	44 182	1 566	72 838
Importations	1 938	24 463	24 198	12 095	171	800	0	63 664
Exportations	- 19	- 56	- 13 149	- 1413	- 120	- 3 644	0	- 18 399
Soutes maritimes internationales	0	0	- 822	0	0	0	0	- 822
Soutes aériennes internationales	0	0	- 3 337	0	0	0	0	- 3 337
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 18	180	216	- 495	0	0	0	- 117
Taxes	20	0	40 986	4 195	98	15 214	84	60 597
<i>dont TVA</i>	2	0	9 047	1 433	98	4 060	84	14 724
Subventions	0	0	0	- 56	0	- 6 976	0	- 7 032
Consommation d'autres formes d'énergie	0	413	26 071	0	0	2 485	930	29 899
Total des ressources	2 052	25 484	92 073	20 933	2 107	52 062	2 580	197 291
Production d'électricité	399	0	605	1 323	158	0	0	2 485
Production de chaleur	26	0	70	405	266	0	0	767
Production d'autres formes d'énergie	0	25 484	413	378	0	372	0	26 648
Branche énergie	425	25 484	1 089	2 106	423	372	0	29 899
Industrie	1 501	0	1 734	3 526	83	7 780	529	15 153
Transports	0	0	70 138	59	0	820	0	71 017
Résidentiel	13	0	5 796	10 586	1 528	27 147	1 281	46 351
Tertiaire	11	0	2 811	4 166	72	14 930	759	22 749
Agriculture	1	0	2 560	108	0	1 012	12	3 693
Consommation finale énergétique	1 525	0	83 040	18 444	1 683	51 689	2 580	158 963
Consommation finale non énergétique	101	0	7 945	382	0	0	0	8 429
Consommation finale	1 627	0	90 985	18 826	1 683	51 689	2 580	167 391

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique monétaire 2017

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production primaire et marges	228	461	16 905	7 309	2 057	41 003	1 441	69 404
Importations	2 070	21 060	19 880	9 744	140	1 201	0	54 096
Exportations	- 8	- 88	- 11 545	- 1 218	- 109	- 2 508	0	- 15 477
Soutes maritimes internationales	0	0	- 638	0	0	0	0	- 638
Soutes aériennes internationales	0	0	- 2 596	0	0	0	0	- 2 596
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 104	- 120	- 14	175	0	0	0	- 63
Taxes	19	0	37 853	3 584	100	15 204	81	56 842
<i>dont TVA</i>	2	0	8 059	1 452	100	3 984	81	13 679
Subventions	0	0	0	- 121	0	- 6 630	0	- 6 751
Consommation d'autres formes d'énergie	0	373	22 176	0	0	2 760	832	26 141
Total des ressources	2 205	21 686	82 022	19 472	2 188	51 030	2 354	180 957
Production d'électricité	615	0	598	1 420	127	0	0	2 760
Production de chaleur	44	0	60	352	254	0	0	710
Production d'autres formes d'énergie	0	21 686	373	291	0	322	0	22 671
Branche énergie	659	21 686	1 031	2 062	381	322	0	26 141
Industrie	1 435	0	1 442	3 127	73	7 545	455	14 077
Transports	0	0	62 428	40	0	776	0	63 244
Résidentiel	11	0	5 354	10 100	1 663	26 458	1 181	44 767
Tertiaire	11	0	2 397	3 749	72	14 947	711	21 886
Agriculture	1	0	2 198	93	0	982	7	3 281
Consommation finale énergétique	1 457	0	73 819	17 109	1 807	50 709	2 354	147 255
Consommation finale non énergétique	89	0	7 171	301	0	0	0	7 561
Consommation finale	1 546	0	80 990	17 410	1 807	50 709	2 354	154 816

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 commercialisée	Total
Production primaire et marges	498	399	15 482	8 747	2 043	41 082	1 393	69 644
Importations	1 170	16 661	16 643	8 409	135	927	0	43 945
Exportations	- 29	- 59	- 9 735	- 677	- 101	- 1 995	0	- 12 596
Soutes maritimes internationales	0	0	- 447	0	0	0	0	- 447
Soutes aériennes internationales	0	0	- 2 126	0	0	0	0	- 2 126
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	48	276	- 72	76	0	0	0	328
Taxes	16	0	35 197	3 149	93	15 307	82	53 844
<i>dont TVA</i>	2	0	7 221	1 458	93	3 995	82	12 850
Subventions	0	0	0	- 124	0	- 6 476	0	- 6 599
Consommation d'autres formes d'énergie	0	363	18 172	0	0	2 234	797	21 567
Total des ressources	1 702	17 641	73 114	19 580	2 170	51 079	2 273	167 560
Production d'électricité	395	0	468	1 241	130	0	0	2 234
Production de chaleur	37	0	41	358	244	0	0	679
Production d'autres formes d'énergie	0	17 641	363	297	0	352	0	18 654
Branche énergie	431	17 641	873	1 896	374	352	0	21 567
Industrie	1 171	0	1 278	3 351	78	7 781	425	14 084
Transports	0	0	56 208	44	0	804	0	57 055
Résidentiel	9	0	4 792	10 210	1 649	26 555	1 169	44 385
Tertiaire	8	0	2 006	3 675	70	14 627	670	21 057
Agriculture	0	0	1 970	97	0	960	8	3 034
Consommation finale énergétique	1 189	0	66 254	17 377	1 796	50 727	2 273	139 615
Consommation finale non énergétique	82	0	5 988	308	0	0	0	6 378
Consommation finale	1 271	0	72 242	17 685	1 796	50 727	2 273	145 993

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique monétaire 2015

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production primaire et marges	449	533	15 919	7 092	1 927	44 160	1 186	71 266
Importations	1 314	21 126	20 319	11 545	112	458	0	54 873
Exportations	- 18	- 165	- 11 178	- 1 406	- 107	- 2 787	0	- 15 661
Soutes maritimes internationales	0	0	- 592	0	0	0	0	- 592
Soutes aériennes internationales	0	0	- 2 664	0	0	0	0	- 2 664
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 10	15	- 50	148	0	0	0	103
Taxes	18	0	34 330	2 711	87	13 794	102	51 041
<i>dont TVA</i>	2	0	7 550	1 477	87	3 796	102	13 013
Subventions	0	0	0	- 97	0	- 6 268	0	- 6 365
Consommation d'autres formes d'énergie	0	334	22 483	0	0	2084	799	25 699
Total des ressources	1 752	21 842	78 568	19 993	2 019	51 441	2 086	177 701
Production d'électricité	461	0	566	970	87	0	0	2 084
Production de chaleur	40	0	58	396	182	0	0	676
Production d'autres formes d'énergie	0	21 842	334	401	0	363	0	22 939
Branche énergie	501	21 842	958	1 767	268	363	0	25 699
Industrie	1 148	0	1 441	3 725	88	8 349	400	15 151
Transports	0	0	58 754	46	0	916	0	59 716
Résidentiel	9	0	5 475	10 177	1 594	25 242	1 089	43 586
Tertiaire	8	0	2 509	3 828	68	15 638	592	22 643
Agriculture	0	0	2 346	104	0	933	6	3 389
Consommation finale énergétique	1 166	0	70 525	17 880	1 750	51 078	2 086	144 485
Consommation finale non énergétique	85	0	7 085	346	0	0	0	7 516
Consommation finale	1 251	0	77 610	18 226	1 750	51 078	2 086	152 002

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 commercialisée	Total
Production primaire et marges	364	803	15 195	6 099	1 679	41 997	1 086	67 223
Importations	1 452	30 931	28 019	13 681	122	358	0	74 564
Exportations	- 34	- 232	- 13 678	- 2 096	- 89	- 2 497	0	- 18 626
Soutes maritimes internationales	0	0	- 975	0	0	0	0	- 975
Soutes aériennes internationales	0	0	- 3 585	0	0	0	0	- 3 585
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 23	224	- 235	- 429	0	0	0	- 463
Taxes	13	0	32 903	2 153	77	12 558	95	47 800
<i>dont TVA</i>	1	0	8 302	1 393	77	3 533	95	13 400
Subventions	0	0	0	- 77	0	- 5 843	0	- 5 920
Consommation d'autres formes d'énergie	0	1 022	33 414	0	0	1 912	755	37 103
Total des ressources	1 772	32 749	91 058	19 332	1 789	48 486	1 935	197 121
Production d'électricité	382	0	779	678	74	0	0	1 912
Production de chaleur	39	0	75	368	149	0	0	631
Production d'autres formes d'énergie	0	32 749	1 022	422	0	366	0	34 559
Branche énergie	421	32 749	1 876	1 468	223	366	0	37 103
Industrie	1 224	0	1 652	3 979	80	8 375	416	15 726
Transports	0	0	65 008	49	0	895	0	65 952
Résidentiel	8	0	6 366	9 533	1 421	23 404	965	41 697
Tertiaire	8	0	2 926	3 810	66	14 616	547	21 972
Agriculture	0	0	2 932	122	0	831	8	3 893
Consommation finale énergétique	1 240	0	78 884	17 493	1 566	48 120	1 935	149 239
Consommation finale non énergétique	111	0	10 298	370	0	0	0	10 779
Consommation finale	1 351	0	89 182	17 863	1 566	48 120	1 935	160 018

Source : SDES

Bilans monétaires par énergie (données réelles)

Bilan monétaire du charbon de 2014 à 2018

Données réelles
En M€

	2014	2015	2016	2017	2018
Production d'énergie primaire	13	0	0	0	0
Importations	1 452	1 314	1 170	2 070	1 938
Exportations	- 34	- 18	- 29	- 8	- 19
Variations de stocks	- 23	- 10	48	- 104	- 18
Marges de cokéfaction	313	445	373	244	366
Autres marges et écart statistique	38	3	125	- 15	- 235
TVA	1	2	2	2	2
TICC et octroi de mer	12	16	14	18	17
Total ressources	1 772	1 752	1 702	2 205	2 052
Production d'électricité	382	461	395	615	399
Production de chaleur	39	40	37	44	26
Hauts-fourneaux	1 028	969	993	1 212	1 240
Industrie	196	180	178	223	261
Résidentiel	8	9	9	11	13
Tertiaire	8	8	8	11	11
Agriculture	0	0	0	1	1
Consommation finale énergétique	212	197	196	246	286
Consommation finale non énergétique	111	85	82	89	101
Total emplois	1 772	1 752	1 702	2 205	2 052

Source : SDES

Bilan monétaire du pétrole brut de 2014 à 2018

Données réelles
En M€

	2014	2015	2016	2017	2018
Production d'énergie primaire	803	533	399	461	483
Importations	30 931	21 126	16 661	21 060	24 463
Exportations	- 232	- 165	- 59	- 88	- 56
Variations de stocks	224	15	276	- 120	180
Transferts et retours en raffinerie	1 022	334	363	373	413
Total approvisionnement des raffineries	32 749	21 842	17 641	21 686	25 484

Source : SDES

annexes

Bilan monétaire des produits pétroliers raffinés de 2014 à 2018

Données réelles
En M€

	2014	2015	2016	2017	2018
Production nette des raffineries	35 967	26 043	21 052	25 827	28 694
Importations	27 484	19 834	15 918	19 041	23 298
Exportations	- 13 283	- 10 763	- 9 400	- 11 123	- 12 486
Soutes maritimes internationales	- 975	- 592	- 447	- 638	- 822
Soutes aériennes internationales	- 3 585	- 2 664	- 2 126	- 2 596	- 3 337
Variations de stocks	- 235	- 50	- 72	- 14	216
Transferts et retours en raffinerie	- 1 022	- 334	- 363	- 373	- 413
Coût de l'approvisionnement en produits raffinés	44 352	31 475	24 562	30 125	35 150
Marges de transport et de commerce, écart statistique	9804	9 942	10 314	10 744	12 635
Taxes	32 903	34 330	35 197	37 853	40 986
<i>dont TICPE (+ TSC et octroi de mer pour les DOM)</i>	<i>24 467</i>	<i>26 681</i>	<i>27 936</i>	<i>29 756</i>	<i>31 902</i>
<i>dont TVA</i>	<i>8 302</i>	<i>7 550</i>	<i>7 221</i>	<i>8 059</i>	<i>9 047</i>
<i>dont TGAP et CPSSP</i>	<i>135</i>	<i>98</i>	<i>39</i>	<i>38</i>	<i>36</i>
Dépense en produits raffinés	87 059	75 747	70 072	78 722	88 770
Production d'électricité	779	566	468	598	605
Production de chaleur	75	58	41	60	70
Consommation nette de la branche énergie	854	624	509	659	675
Industrie	1 652	1 441	1 278	1 442	1 734
Transports	62 031	56 267	53 528	59 501	67 248
Résidentiel	6 366	5 475	4 792	5 354	5 796
Tertiaire	2 926	2 509	2 006	2 397	2 811
Agriculture	2 932	2 346	1 970	2 198	2 560
Consommation finale énergétique	75 907	68 038	63 575	70 892	80 150
Consommation finale non énergétique	10 298	7 085	5 988	7 171	7 945
Consommation finale	86 205	75 123	69 562	78 063	88 095

Source : SDES

Bilan monétaire des biocarburants de 2014 à 2018

Données réelles
En M€

	2014	2015	2016	2017	2018
Production	2 837	2 418	2 288	2 510	2 653
Importations	535	484	725	839	900
Exportations	- 395	- 415	- 334	- 422	- 663
Total approvisionnement en biocarburants	2 977	2 487	2 679	2 927	2 890
Transports	2 977	2 487	2 679	2 927	2 890

Source : SDES

annexes

Bilan monétaire du gaz naturel de 2014 à 2018

Données réelles
En M€

	2014	2015	2016	2017	2018
Production de gaz naturel	4	6	4	3	2
Injections de biométhane	3	9	22	40	73
Importations	13 681	11 545	8 409	9 744	12 095
Exportations	- 2 096	- 1 406	- 677	- 1 218	- 1 413
Variations de stocks	- 429	148	76	175	- 495
Utilisation des infrastructures (hors pertes)	5 598	5 820	6 119	6 049	6 261
Marges de commerce et écart statistique	493	1 257	2 602	1 217	271
Taxes	2 153	2 711	3 149	3 584	4 195
Subventions	- 77	- 97	- 124	- 121	- 56
Total ressources	19 332	19 993	19 580	19 472	20 933
Production d'électricité	678	970	1 241	1 420	1 323
Production de chaleur	368	396	358	352	405
Branche énergie hors transformation	422	401	297	291	378
Branche énergie	1 468	1 767	1 896	2 062	2 106
Industrie	3 979	3 725	3 351	3 127	3 526
Résidentiel	9 533	10 177	10 210	10 100	10 586
Tertiaire et transports	3 859	3 874	3 719	3 789	4 225
Agriculture	122	104	97	93	108
Consommation finale énergétique	17 493	17 880	17 377	17 109	18 444
Consommation finale non énergétique	370	346	308	301	382
Consommation finale	17 863	18 226	17 685	17 410	18 826

Source : SDES

Bilan monétaire du bois-énergie de 2014 à 2018

Données réelles
En M€

	2014	2015	2016	2017	2018
Production et marges	1 679	1 927	2 043	2 057	1 958
Importations	122	112	135	140	171
Exportations	- 89	- 107	- 101	- 109	- 120
Taxes (TVA)	77	87	93	100	98
Subventions	0	0	0	0	0
Total ressources	1 789	2 019	2 170	2 188	2 107
Production d'électricité	74	87	130	127	158
Production de chaleur	149	182	244	254	266
Industrie	80	88	78	73	83
Transports	0	0	0	0	0
Résidentiel	1 421	1 594	1 649	1 663	1 528
Tertiaire	66	68	70	72	72
Agriculture	0	0	0	0	0
Consommation finale totale	1 566	1 750	1 796	1 807	1 683

Source : SDES

annexes

Bilan monétaire de l'électricité de 2014 à 2018

Données réelles
En M€

	2014	2015	2016	2017	2018
Production et marges	31 881	33 858	30 610	30 949	33 580
Importations	358	458	927	1 201	800
Exportations	- 2 497	- 2 787	- 1 995	- 2 508	- 3 644
Utilisation du réseau (hors pertes)	12 028	12 386	12 706	12 814	13 087
Taxes	12 558	13 794	15 307	15 204	15 214
Subventions	- 5 843	- 6 268	- 6 476	- 6 630	- 6 976
Total ressources	48 486	51 441	51 079	51 030	52 062
Branche énergie (hors électricité)	366	363	352	322	372
Industrie	8 375	8 349	7 781	7 545	7 780
Transports	895	916	804	776	820
Résidentiel	23 404	25 242	26 555	26 458	27 147
Tertiaire	14 616	15 638	14 627	14 947	14 930
Agriculture	831	933	960	982	1 012
Consommation finale énergétique	48 120	51 078	50 727	50 709	51 689

Source : SDES

Bilan monétaire de la chaleur commercialisée de 2014 à 2018

Données réelles
En M€

	2014	2015	2016	2017	2018
Production et marges	1 840	1 985	2 190	2 273	2 496
Taxes (TVA)	95	102	82	81	84
Total ressources	1 935	2 086	2 273	2 354	2 580
Industrie	416	400	425	455	529
Transports	0	0	0	0	0
Résidentiel	965	1 089	1 169	1 181	1 281
Tertiaire	547	592	670	711	759
Agriculture	8	6	8	7	12
Consommation finale énergétique	1 935	2 086	2 273	2 354	2 580

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 routes 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. À noter toutefois que certaines consommations finales, notamment celles à usage militaire, sont considérées ici comme relevant du secteur tertiaire alors qu'elles devraient être « non affectées » suivant les recommandations internationales.

La dernière modification, datant de 2017, du règlement européen sur les statistiques énergétiques a notamment étendu aux cinq DOM le périmètre géographique sur lequel portent les données relatives à la France, auparavant restreint à la France métropolitaine. En cohérence avec les données désormais publiées par l'AIE et Eurostat, le bilan national couvre donc maintenant aussi les DOM. 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.

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 commercialisée 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 (commercialisée ou non) ;
- à partir de 2007, la production de chaleur comprend la chaleur injectée dans les réseaux de chaleur afin d'être commercialisée 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), FranceAgriMer (pour la production de bioéthanol), le Citepa (pour la consommation non énergétique de gaz) et des observatoires de l'énergie ultramarins. 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 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 et d'électricité). 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 de l'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
Lubrifiants	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.

L'indicateur de climat usuellement utilisé pour corriger des besoins de chauffage est le nombre de degrés-jours unifiés (DJU). 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 $T < 17^\circ\text{C}$, 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 DJU. En pratique, ce calcul est réalisé pour 22 stations météorologiques, soit une pour chacune des anciennes régions métropolitaines. 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 DJU_0 dans la suite) s'établit à 1 966 degrés-jours sur la période de référence, couvrant les années 1986 à 2015. La série des DJU est présentée dans la partie 4 du bilan. Pour chaque secteur et chaque forme d'énergie, l'écart entre la consommation CVC et la consommation réelle ($C_{\text{réelle}}$) est supposé dépendre linéairement du nombre de degrés-jours, à travers un coefficient de thermosensibilité b :

$$C_{\text{CVC}} = C_{\text{réelle}} - b \cdot (DJU - DJU_0)$$

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 2017 et 2018. 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 1990-2017. 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 (commercialisée) 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 2005-2017 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 pour le chauffage

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	2018	
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	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	1,4	1,5	1,8	1,9	1,8	1,7	1,4	1,1	0,8	0,8	
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	0,0	0,0	
	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	1,9	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,1
	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	0,8	0,8	0,7	0,7	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	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Résidentiel	2,2	2,2	2,3	2,3	2,5	2,5	2,6	2,7	2,6	2,7	3,9	4,1	4,4	4,4	4,6	4,7	4,9	4,7	4,9	4,7	4,7	4,5	4,2	4,3	4,3	4,1	4,1	4,1	3,9	3,9
	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	1,4	1,7	1,7	1,8	1,7	1,9	1,7	2,0	2,2	2,2	2,3	2,4	2,6	2,6	2,5	2,5	2,6
	Transformation	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	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	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	3,1	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	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	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
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	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	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
	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	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	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	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	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	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
	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	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	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	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	17,4	17,6	17,6	17,5	17,2	16,9	16,6	16,7	
	Consommation primaire	17,5	17,6	17,7	17,9	18,1	18,3	18,3	18,2	17,8	17,3	16,9	16,6	16,6	16,8	17,1	17,4	17,7	18,0	18,3	18,9	19,3	19,7	19,9	20,0	19,8	19,3	18,7	18,2	18,3	

Toutes énergies confondues, un écart de 10 % par rapport au nombre de degrés-jours de référence (soit de 197 degrés-jours) entraînerait une variation de la consommation annuelle finale (resp. primaire) de 3,3 Mtep (resp. 3,6 Mtep) en 2018.

Une innovation de la présente édition consiste en la correction de la consommation d'électricité du secteur tertiaire pour la climatisation à partir de l'année d'observation 2011. La méthode est analogue à celle employée pour les besoins

de chauffage, en définissant des degrés-jours unifiés de climatisation (DJU_c) à partir d'une température de référence de 21°C. L'estimation est réalisée sur données mensuelles sur la période 2009-2018 et il est fait l'hypothèse simplificatrice que la totalité de la sensibilité de la consommation d'électricité au nombre de degrés-jours de climatisation est imputable au secteur tertiaire.

Un écart de 10 % par rapport au nombre de degrés-jours de climatisation de référence (soit de 22 degrés-jours) entraînerait une variation de la consommation annuelle

d'électricité du secteur tertiaire de 0,25 TWh (soit 22 ktep) en 2018.

Coefficients de thermosensibilité estimés pour la climatisation

En ktep/DJU

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Électricité	Tertiaire	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

ANNEXE 5 : PRINCIPALES RÉVISIONS PAR RAPPORT À LA PRÉCÉDENTE ÉDITION

L'objectif d'amélioration continue des méthodes employées ainsi que la disponibilité de nouvelles sources se substituant à d'anciennes peut se traduire par des révisions dans les bilans des années antérieures. Les principales modifications apportées cette année sont recensées ci-après.

Correction des variations climatiques

Comme indiqué dans l'annexe 4, la méthode de correction des variations climatiques a été étendue aux besoins de climatisation pour le secteur tertiaire. En outre, l'estimation des coefficients a été mise à jour, pouvant conduire à de légères révisions sur les années passées.

Produits pétroliers

La consommation d'énergie des vols entre la métropole et les DOM (de l'ordre de 0,8 Mtep en 2018), qui avait été exclue dans la précédente édition du bilan, est désormais prise en compte à partir de l'année 2011.

La consommation de produits pétroliers par l'agriculture a été révisée depuis 2011 à la suite de changements méthodologiques. Les consommations des secteurs résidentiel et tertiaire, qui se déduisent par solde, ont été affectées en conséquence.

Gaz naturel

Une erreur, liée à une confusion entre PCI et PCS, a été corrigée concernant la consommation à usage non énergétique de gaz naturel. La correction de cette erreur a un impact également sur la consommation de gaz naturel par l'industrie.

Des installations productrices d'électricité, auparavant considérées comme relevant du secteur du raffinage, ont été reclassées dans le secteur de la chimie, entraînant une révision à la hausse de la consommation du secteur de la transformation et une révision à la baisse de la consommation finale de même ampleur.

Énergies renouvelables

La consommation de bois dans les secteurs autres que le résidentiel a fait l'objet de révisions, du fait, d'une part, de changements méthodologiques et, d'autre part, de modifications du statut d'autoproducteur ou de consommateur final de certaines installations.

La méthode d'estimation de la production de bioéthanol a été modifiée et s'appuie désormais sur des chiffres de FranceAgriMer. Cette révision a un impact également sur le solde extérieur de bioéthanol.

Électricité

L'électricité autoconsommée par les industriels (de l'ordre de 7 TWh en 2018) est désormais prise en compte, à partir de l'année 2011. L'autoconsommation d'électricité par les ménages le sera dans la prochaine édition.

Sigles et abréviations

Ademe	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
A3M	Alliance des minerais, minéraux et métaux
APU	administrations publiques
ARA	Anvers, Rotterdam, Amsterdam
Arenh	accès régulé à l'électricité nucléaire historique
ATRT	accès des tiers au réseau de transport
ATRD	accès des tiers au réseau de distribution
ATTM	accès des tiers aux terminaux méthaniers
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
EACEI	enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie
EARCF	enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid
EDF	Électricité de France
ELD	entreprises locales de distribution
EnR	énergie renouvelable
ETBE	éther éthyle tertiobutyle
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
ICE	<i>Intercontinental Exchange</i>
Insee	Institut national de la statistique et des études économiques
ISBLSM	institution sans but lucratif au service des ménages
MBtu	million de British thermal units
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

annexes

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
PAC	pompes à chaleur
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
SARA	Société anonyme de la raffinerie des Antilles
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
TBTS	très basse teneur en soufre
TTF	<i>Title Transfer Facility</i>
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
TIRIB	taxe intérieure relative à l'incorporation de biocarburants
TLCFE	taxes locales sur la consommation finale d'électricité
TRS	<i>Trading Region South</i>
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 des données et études statistiques, rubrique « Énergie » (www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie). Elles comprennent des publications annuelles et des publications conjoncturelles (i.e. infra-annuelles).

Publications annuelles

- *Bilan énergétique de la France en 2018 – Données provisoires*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2018, parue en avril 2019 ;
- *L'activité de la pétrochimie en France – Données 2018*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2018, parue en septembre 2019 ;
- *Les énergies renouvelables en France en 2018 – Suivi de la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2018, parue en septembre 2019 ;
- *Les ventes de produits pétroliers en 2018 – Résultats par produit et par département (France métropolitaine)*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2018, parue en octobre 2019 ;
- *Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2018*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2018, parue en juin 2019 ;

- *Prix du gaz naturel en France et dans l'Union européenne en 2018*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2018, parue en septembre 2019 ;

- *Les dépenses publiques de R&D en énergie en 2018*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2018, parue en octobre 2019 ;

- *Les émissions de CO₂ liées à l'énergie en France de 1990 à 2017 - Facteurs d'évolution et éléments de comparaison internationale*, Datalab, dernière édition relative aux données 2017, parue en septembre 2019 ;

- *Chiffres clés de l'énergie – Édition 2019*, Datalab, dernière édition parue en septembre 2019 ;

- *Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2019*, Datalab, dernière édition parue en mai 2019 ;

- *Chiffres clés du climat – France, Europe et Monde*, Datalab, dernière édition parue en novembre 2019.

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 Statinfo.

Table des matières

PARTIE 1 : LES PRIX DE L'ÉNERGIE	5
1.1 Les prix de l'énergie augmentent significativement en 2018	6
1.2 Des prix du pétrole brut et raffiné en forte hausse en 2018	7
1.2.1 Prix du pétrole brut	7
1.2.2 Prix des produits pétroliers raffinés	8
1.2.3 Prix à la consommation	9
1.3 Les prix du gaz pour les consommateurs rebondissent	10
1.3.1. Prix de gros du gaz naturel	10
1.3.2 Prix à la consommation du gaz naturel	11
1.4 Des évolutions contrastées du prix du charbon entre secteurs	13
1.4.1 Prix de gros du charbon	13
1.4.2 Prix du charbon pour les consommateurs	14
1.5 Des prix du bois assez stables en 2018	15
1.5.1 Prix des importations et exportations	15
1.5.2 Prix pour le résidentiel	15
1.5.3 Prix pour les professionnels	16
1.6. Les prix des biocarburants importés progressent en 2018	18
1.7 Les prix à la consommation de l'électricité augmentent en 2018, mais moins que les prix de gros	19
1.7.1 Prix de gros de l'électricité	19
1.7.2 Prix à la consommation de l'électricité	21
1.8. La hausse du prix de la chaleur se poursuit	23
PARTIE 2 : L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DE LA FRANCE	25
2.1 Le taux d'indépendance énergétique augmente, tiré par le rebond de la production nucléaire	26
2.2 La production primaire rebondit grâce à la reprise de la production nucléaire	29
2.2.1 Combustibles fossiles	29
2.2.2 Nucléaire	30
2.2.3 Énergies renouvelables et valorisation des déchets	31
2.3 La facture énergétique augmente, tirée par la forte hausse du prix des produits pétroliers	34
2.3.1 Pétrole brut et raffiné	34
2.3.2 Gaz naturel	37
2.3.3 Charbon	39
2.3.4 Bois-énergie	41
2.3.5 Biocarburants	41
2.3.6 Électricité	42
PARTIE 3 : TRANSFORMATION, TRANSPORT ET DISTRIBUTION D'ÉNERGIE EN FRANCE	43
3.1 La valeur de la production des raffineries de pétrole poursuit sa hausse alors que les volumes se replient nettement	44
3.2 Hausse modérée du coût des infrastructures gazières	46
3.3 La transformation de charbon : léger recul de l'activité de la filière fonte	49
3.3.1 Les cokeries	49
3.3.2 Les hauts-fourneaux	49
3.4 Hausse de la production d'électricité en raison du rebond des productions nucléaire et hydraulique	51
3.4.1 Production nette d'électricité	51
3.4.2 Transport et distribution d'électricité	56
3.5 Production de chaleur : la part des énergies renouvelables reste stable	57
3.5.1 Réseaux de chaleur	57
3.5.2 Chaleur cogénérée vendue hors des réseaux de chaleur	59

PARTIE 4 : LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR FORME D'ÉNERGIE EN FRANCE	61
4.1 Stabilité de la consommation primaire à climat constant	62
4.2 La consommation de produits pétroliers raffinés repart à la baisse mais la dépense augmente	66
4.2.1 Consommation et dépenses totales	66
4.2.2 Production d'électricité et de chaleur	68
4.2.3 Consommation finale à usage énergétique	68
4.2.4 Consommation finale à usage non énergétique	69
4.2.5 Consommation par produit	69
4.3 Baisse de la consommation de gaz naturel après trois années consécutives de hausse, en raison d'une moindre sollicitation des centrales à gaz	71
4.3.1 Consommation et dépense totales	71
4.3.2 Branche énergie	72
4.3.3 Consommation finale à usage énergétique	73
4.3.4 Consommation finale à usage non énergétique	73
4.4 La consommation de charbon et la dépense associée repartent à la baisse en 2018	74
4.5 La consommation d'énergies renouvelables et de déchets poursuit sa progression, à climat constant	77
4.5.1 Consommation totale	77
4.5.2 Bois-énergie	78
4.5.3 Biocarburants	79
4.6 La consommation d'électricité recule à nouveau légèrement	80
4.7 La consommation de chaleur commercialisée continue à progresser en 2018	83
PARTIE 5 : LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SECTEUR OU USAGE EN FRANCE	85
5.1 Très légère baisse de 0,3 % de la consommation finale à usage énergétique, corrigée des variations climatiques	86
5.2 La dépense en énergie par ménage croît pour la deuxième année consécutive	88
5.3 Résidentiel : baisse de la consommation mais hausse de la dépense globale	92
5.4 Tertiaire : très légère hausse de la consommation en 2018, à climat constant	95
5.5 Transports : baisse sensible des consommations	97
5.6 Industrie : hausse de la consommation énergétique	100
5.7 Agriculture-pêche : une consommation stable depuis le début de la décennie	103
PARTIE 6 : ÉMISSIONS DE CO₂ DUES À LA COMBUSTION D'ÉNERGIE	105
6 reprise de la baisse des émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie	106
DONNÉES CLÉS	110
ANNEXES	113
Bilans énergétiques de la France	114
Annexes méthodologiques	140
Sigles et abréviations	147
Pour en savoir plus	149

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 1er juillet 1992 — art. L.122-4 et L.122-5 et Code pénal art. 425).

Dépôt légal : janvier 2020

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 : Agence Efil, Tours
Cartographie : Antea



Après trois années de baisse depuis 2014, le taux d'indépendance énergétique augmente de 2,7 points en 2018, à 55,4 %. En effet, la production primaire augmente, en raison du rebond de la production nucléaire et hydraulique, tandis que la consommation primaire décroît légèrement. Corrigée des variations climatiques, cette dernière est quasiment stable. La consommation finale d'énergie baisse de 0,8 %, sous l'effet d'évolutions contrastées des différents secteurs de consommation finale : hausses dans le tertiaire et surtout dans l'industrie, mais baisses de la consommation à usage non énergétique ainsi que dans le transport et le résidentiel. Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 167 milliards d'euros (Md€) pour leur consommation d'énergie. 54 Md€ correspondent aux taxes (nettes des subventions aux énergies renouvelables) et 41 Md€ aux importations nettes de produits énergétiques. Chaque ménage français a dépensé en moyenne 3 100 € pour ses achats d'énergie, à parts égales pour les carburants et le logement, dont 1 400 € de taxes.

Bilan énergétique de la France pour 2018



Commissariat général au développement durable

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

www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr

