

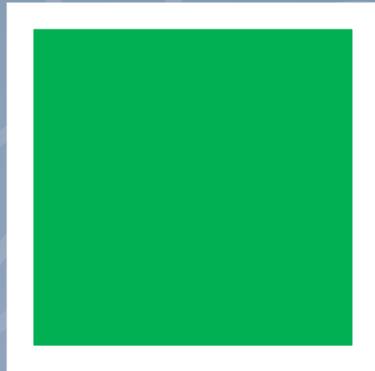
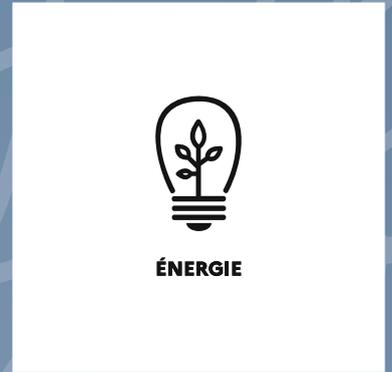


MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

D

A



T

A

L

A

B

Bilan énergétique de la France pour 2020

JANVIER 2022



sommaire

Bilan énergétique de la France pour 2020

- 4 - Avant-propos
- 5 - Données clés
- 9 - Les prix de l'énergie
- 29 - L'approvisionnement énergétique de la France
- 49 - Transformation, transport et distribution d'énergie en France
- 67 - La consommation d'énergie par forme d'énergie en France
- 91 - La consommation d'énergie par secteur ou usage en France
- 111 - Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie
- 117 - Annexes
- 155 - Table des matières

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

*Chiffres arrêtés au 15 novembre 2021.
L'arrondi de la somme n'est pas toujours
égal à la somme des arrondis.*



Publication disponible en HTML sur
www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr

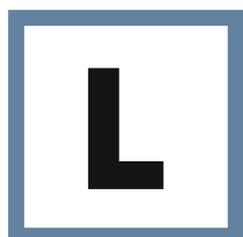
pilotage



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, est élaboré suivant les recommandations de l'Agence internationale de l'énergie et d'Eurostat. Son volet monétaire, plus récent et plus original au plan international, permet d'analyser les dépenses en énergie des différents secteurs ainsi que l'évolution des prix. Dans un souci de transparence de nos méthodes, un document détaillant la méthodologie d'élaboration du bilan de l'énergie en accompagne désormais la publication sur le site internet du SDES.

— **Béatrice Sédillot**

CHEFFE DU SERVICE DES DONNÉES ET ÉTUDES STATISTIQUES (SDES)

Données clés



RECU DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE PRIMAIRE

La production d'énergie primaire s'élève à 1 428 TWh en France en 2020, en baisse de 8,5 % par rapport à 2019. Cette diminution s'explique essentiellement par le recul de la production nucléaire (- 11,3 %, à 1 072 TWh), affectée par la crise sanitaire. À l'inverse, la production primaire d'électricité renouvelable électrique augmente par rapport à 2019 (+ 12,3 %, à 117 TWh). Cette hausse est portée par l'ensemble des filières, notamment hydraulique et éolienne. La production primaire d'énergies renouvelables thermiques et issues de la valorisation des déchets baisse de 2,7 % en 2020, à 229 TWh. Elle est notamment affectée par la diminution de la production de biomasse solide, qui en constitue la principale composante (- 5,0 %, à 115 TWh), en raison de températures particulièrement douces en 2020, et par celle de la production de biocarburants (- 6,9 %, à 27 TWh) liée à une demande fortement réduite.

BAISSE HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

La consommation d'énergie primaire de la France baisse de 9,8 % en 2020 par rapport à 2019, pour s'établir à 2 572 TWh, niveau qui n'avait plus été observé depuis les années 1980. La baisse de la production primaire étant proportionnellement moins forte, le taux d'indépendance énergétique de la France, ratio de ces deux grandeurs, gagne 0,8 point en 2020, pour s'établir à 55,5 %. Le déficit des échanges physiques d'énergie diminue de 17,0 %, à 1 162 TWh.

Une partie de la baisse de la consommation d'énergie primaire est liée aux températures exceptionnellement douces de l'année 2020, qui se sont traduites par de moindres besoins de chauffage qu'en 2019. Corrigée des variations climatiques, la consommation d'énergie primaire diminue ainsi de 8,2 %. Cette baisse trouve essentiellement son origine dans la crise sanitaire.

La consommation finale d'énergie (après déduction des pertes et usages internes du système énergétique) s'établit à 1 638 TWh en données réelles, dont 146 TWh pour les usages non énergétiques. La consommation finale à usage énergétique, de 1 492 TWh, diminue, quant à elle, de 7,9 % à climat réel et de 5,4 % à climat corrigé.

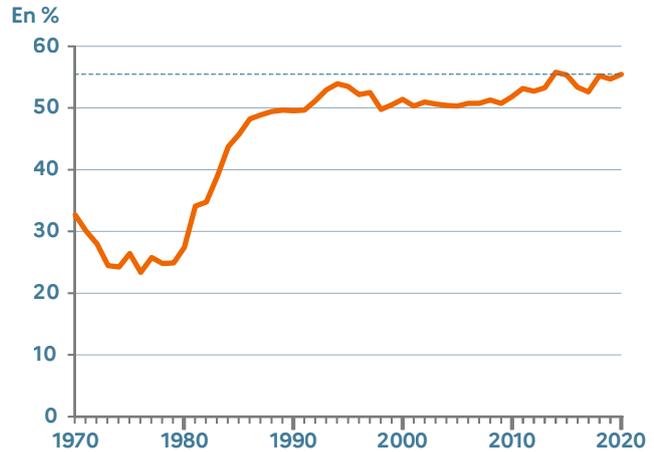
La consommation d'énergie à usage de transport chute en particulier de 15,3 % en 2020. Celles de l'industrie et du tertiaire baissent également, de respectivement 5,2 % et 3,4 % après correction des variations climatiques. La consommation d'énergie résidentielle augmente en revanche, de 3,0 %, à climat corrigé, en raison d'une présence accrue des individus à leur domicile dans le contexte de la crise sanitaire.

LES CONSOMMATEURS FINAUX D'ÉNERGIE ONT DÉPENSÉ 144 Md€ EN 2020

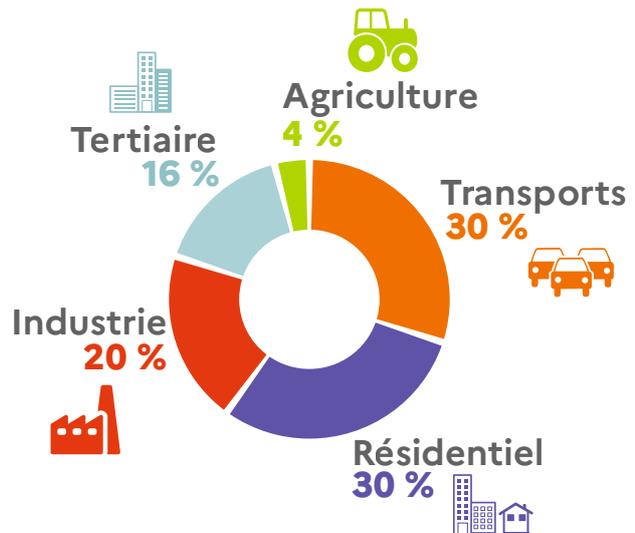
Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 144,2 Md€ en 2020 pour satisfaire leurs besoins en énergie. Au sein de cette dépense, le coût des importations nettes et des variations de stocks de produits énergétiques représente 23,9 Md€, les taxes énergétiques (nettes des subventions aux énergies renouvelables) 32,2 Md€ et la TVA non déductible 12,7 Md€. Le solde, soit 75,5 Md€, correspond à la rémunération d'activités réalisées sur le territoire national.

La facture moyenne d'énergie des ménages s'élève à 2 690 € en 2020, dont 1 590 € pour l'énergie du logement et 1 100 € pour les carburants. Elle diminue globalement de 14 % par rapport à 2019 en euros courants, en raison de la chute de la dépense moyenne en carburants (- 27 %), sous l'effet cumulé des baisses des volumes consommés et des prix.

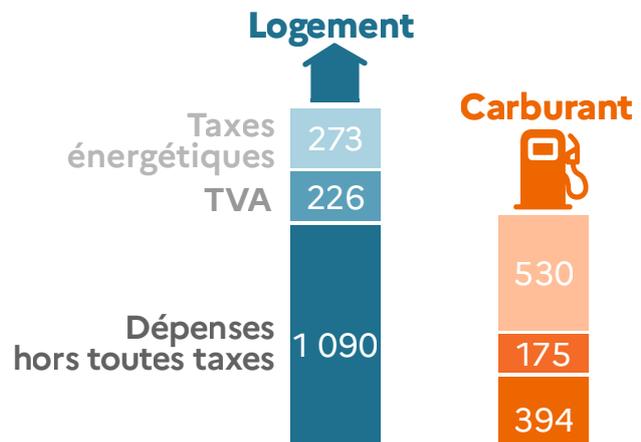
Indépendance énergétique :
55,5 % de l'énergie
consommée est **produite**
sur le territoire



La **consommation finale**
énergétique s'élève à
1 492 TWh en 2020



La **facture moyenne en**
énergie des ménages
s'élève à **2 688 €**
en 2020

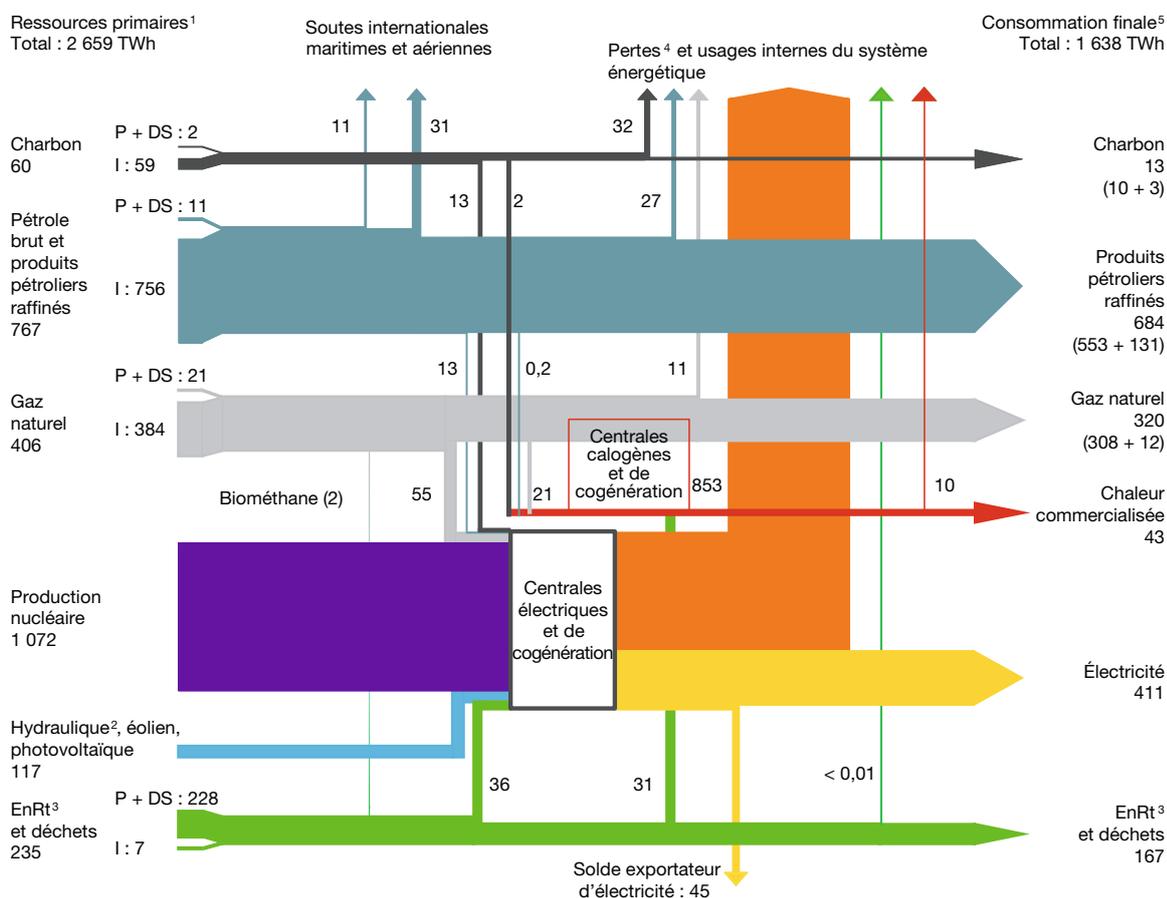


données clés

LE DIAGRAMME DE SANKEY, OUTIL DE VISUALISATION DU BILAN

Le diagramme de Sankey, représenté ci-après, illustre qu'en 2020 la France a mobilisé une ressource primaire de 2 659 TWh pour satisfaire une consommation finale (non corrigée des variations climatiques) de 1 638 TWh. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique (934 TWh au total), des exportations nettes d'électricité (45 TWh), des soutes aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation finale (42 TWh). Le diagramme illustre aussi les flux des différentes formes d'énergie transformés en électricité (par exemple, 55 TWh de gaz ont été utilisés à des fins de production d'électricité).

Ensemble des énergies – Bilan énergétique de la France en 2020 (TWh)



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

partie 1

Les prix de l'énergie

— Les ménages paient en moyenne l'énergie 5,0 % moins cher en 2020 qu'en 2019. Cette baisse est imputable aux prix des carburants, qui diminuent de 11,5 %, tirés par la chute du cours du pétrole brut. Globalement, l'énergie du logement se renchérit légèrement, les hausses du prix de l'électricité et du bois n'étant pas complètement compensées par les baisses de ceux des autres énergies. Les évolutions sont également contrastées en ce qui concerne l'énergie achetée par le secteur productif.

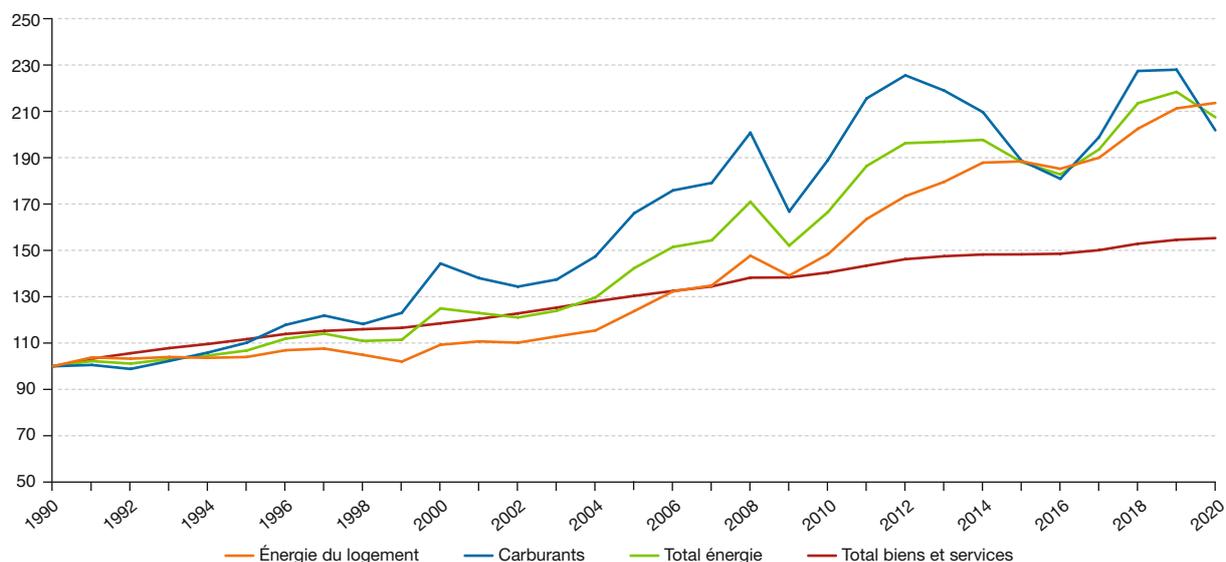


1.1 Les ménages bénéficient de prix de l'énergie en moyenne moins élevés en 2020 qu'en 2019

Dans un contexte d'inflation générale des biens et services de 0,5 %, les ménages paient en moyenne l'énergie 5,0 % moins cher en 2020 qu'en 2019 (figure 1.1.1). Cette baisse est imputable aux carburants, dont le prix moyen diminue de 11,5 % (cf. 1.2). Le prix de l'énergie résidentielle augmente

globalement de 1,1 %. Cette hausse est portée par l'électricité (cf. 1.7) et, dans une moindre mesure, par le bois (cf. 1.5), les prix des autres énergies utilisées dans les logements diminuant.

Figure 1.1.1 : prix à la consommation
Indice base 100 en 1990



Sources : Insee ; calculs SDES

Sur longue période, l'énergie reste un bien plus onéreux que par le passé pour les ménages. Son prix a augmenté de 2,6 % 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 et ceux de l'énergie résidentielle ont globalement augmenté dans des proportions proches depuis 1990, mais avec des évolutions contrastées entre différentes sous-périodes. Longtemps peu dynamique, le prix de l'énergie du logement a fortement accéléré depuis le milieu des années 2000. Celui des

carburants fluctue depuis le début de la décennie après avoir très fortement augmenté au cours des deux décennies précédentes.

Comme les ménages, les entreprises font face à des évolutions de prix contrastées entre formes d'énergie en 2020. L'électricité se renchérit pour le secteur productif (cf. 1.7), qui bénéficie, à l'inverse, d'une chute des prix du fioul lourd (cf. 1.2), du gaz naturel (cf. 1.3), du charbon (cf. 1.4) et de la chaleur distribuée par réseau (cf. 1.8).

1.2 La crise sanitaire a tiré les prix des produits pétroliers à la baisse en 2020

1.2.1 PRIX DU PÉTROLE BRUT

Cours du pétrole brut

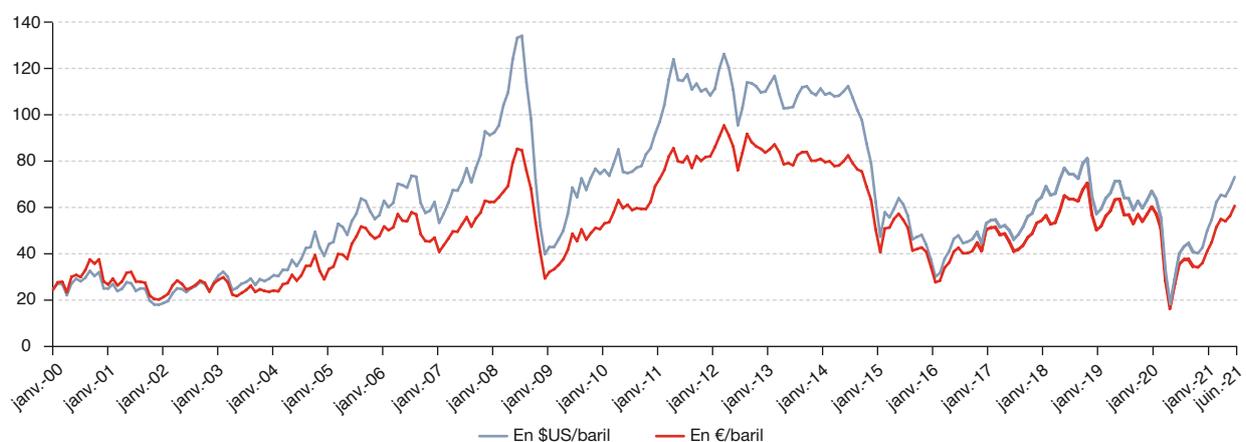
Le cours du baril de *Brent*, pétrole brut de référence pour le marché européen, a connu des variations importantes au cours de l'année 2020, en lien avec la crise sanitaire mondiale. En moyenne sur l'année, il se situe à 42 \$, en recul de 35 % par rapport à l'année précédente (figure 1.2.1.1). Exprimée en euros, cette baisse est très légèrement supérieure (- 36 %).

Durant les premiers mois de l'année 2020, les mesures prises par de nombreux pays pour ralentir la pandémie, allant jusqu'au confinement de populations ou à des restrictions de circulation, ont entraîné une chute inédite de la demande mondiale de produits pétroliers. Le fort excédent d'offre qui s'en est suivi a entraîné les prix à des niveaux qui n'avaient pas été observés depuis 2002. Tombé à 18 \$ le baril en moyenne en avril, le cours du *Brent* a ainsi connu la chute la plus importante de son histoire (- 71,1 % par rapport au début d'année). Le pétrole coté à New York pour livraison en mai s'est même échangé à des prix négatifs au cours du mois, du fait de la saturation des moyens de stockage.

L'accord au sein de l'Opep+, regroupant les membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) et dix autres pays dont la Russie, conjugué aux déconfinements progressifs et aux annonces de plans de reprise, a conduit le cours du *Brent* à remonter aux mois de mai et juin (29 \$ puis 40 \$ respectivement). Celui-ci a ensuite connu une certaine stabilisation au cours de l'été et au début de l'automne dans un environnement sanitaire et économique très incertain. L'annonce de l'arrivée sur le marché de vaccins contre le coronavirus, suivie très vite par le lancement de plans de vaccination dans plusieurs pays, a conduit à une révision à la hausse des prévisions de demande de pétrole, ce qui a entraîné une hausse des prix à partir de la mi-novembre. L'augmentation s'est poursuivie en décembre, tirée par un accord entre les membres de l'Opep+ pour que la levée des restrictions de production de pétrole soit graduelle à partir de début janvier et éviter ainsi un excès d'offre. À près de 50 \$ le baril en moyenne en décembre, les cours ont ainsi atteint un niveau qui n'avait pas été observé depuis neuf mois. Par la suite, durant le premier semestre 2021, les prix sont remontés quasiment continûment, jusqu'à atteindre 73 \$ (61 €) en juin.

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 s'élève en moyenne à 288 euros par tonne équivalent pétrole (tep) en 2020 (figure 1.2.1.2), soit une chute d'un tiers par rapport à sa valeur en 2019 (428 €/tep). Cela représente un prix de

46 \$ le baril (ou 40 €), contre 67 \$ (ou 60 €) l'année précédente. Incluant l'assurance et le fret, il est logiquement supérieur au cours moyen du *Brent* daté et connaît une évolution similaire à ce dernier par rapport à 2019.

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

En euros par tep

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Importations	588	639	607	551	355	291	357	449	428	288

* 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 ; LyondellBasell ; SARA

1.2.2 PRIX DES PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS

En complément du pétrole brut destiné à être traité dans les raffineries nationales, la France importe des produits pétroliers déjà raffinés. Les prix de ces derniers, qui incluent une marge de raffinage au-delà du coût du pétrole brut, varient sensiblement entre produits : ils dépendent, d'une part, de la demande qui leur est adressée et, d'autre part, 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 2020, le prix des produits raffinés importés par la France s'est élevé en moyenne à 376 €/tep (figure 1.2.2.1), en repli de 29 % par rapport à 2019, dans le sillage de la baisse du cours du *Brent*. Avec les mesures de confinement et de restriction de déplacements, l'impact sur les prix des carburants est le plus fort : ainsi le gazole et le fioul domestique, majoritaires dans les achats

français de produits raffinés, ont été importés au prix moyen de 366 €/tep (soit 31 c€/l) en 2020, contre 546 €/tep (soit 46 c€/l) en 2019, soit une baisse de 33 %. Le prix des carburéacteurs a chuté encore plus fortement, de près de 40 %. Les prix des produits non énergétiques, du fioul lourd et du gaz de pétrole liquéfié (GPL) ont connu des reculs relativement moins importants, de 27 %, 22 % et 10 % respectivement.

Le prix moyen des exportations françaises a également reculé, mais à un rythme moindre que celui des importations (- 16 %). Il s'est élevé à 518 €/tep pour l'ensemble des produits raffinés. Le prix des supercarburants, à 305 €/tep, soit 24 c€/l, contre 39 c€/l en 2019, a chuté de 39 % en raison de l'effondrement de la demande étrangère. En revanche, celui des produits non énergétiques a baissé plus modérément (- 4 %, à 651 €/tep).

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	2019	2020
Importations	635	724	682	622	454	379	456	544	531	376
dont gazole/fioul domestique	674	759	711	649	463	381	457	554	546	366
jet kérosène	649	764	721	671	473	373	458	570	557	349
gaz de pétrole liquéfié (GPL)	528	595	533	440	303	270	341	364	318	287
fioul lourd	554	621	580	537	359	287	365	427	433	337
produits non énergétiques*	717	744	705	670	514	456	521	607	552	405
Exportations	698	780	737	691	506	451	542	616	614	518
dont gazole/fioul domestique	671	724	702	679	444	369	435	534	505	438
supercarburants	651	751	704	643	464	384	467	525	503	305
fioul lourd	481	543	506	448	264	201	289	374	370	256
produits non énergétiques*	827	897	801	765	603	557	635	666	675	651

* Naphta, bitumes, lubrifiants.

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

partie 1 : les prix de l'énergie

1.2.3 PRIX À LA CONSOMMATION

Le prix toutes taxes comprises (TTC) du gazole routier, carburant le plus consommé en France, s'élève à 1,26 €/l en moyenne en 2020 (figure 1.2.3.1). Il est en forte diminution, en euros courants, de 13 % par rapport à 2019. Cette baisse est directement liée à la chute de 25 % du prix hors toutes taxes (HTT), à 0,44 €/l en moyenne sur 2020. Encore légèrement supérieur au prix moyen de 2019 en janvier, ce prix HTT a ensuite très fortement baissé en l'espace de quatre mois (- 41 %) dans le sillage des prix à l'importation (cf. supra), avant de connaître un relatif rebond au cours du reste de l'année. Le prix moyen TTC du SP95-E10, aujourd'hui supercarburant le plus consommé en France, s'établit à 1,34 €/l, contre 1,36 €/l pour le SP95, à la fiscalité moins avantageuse, et 1,42 €/l pour le SP98, dont le prix HTT est plus élevé. Les prix TTC de ces trois carburants chutent de 10 % par rapport à 2019, tirés par la baisse des prix HTT

(- 21 % pour le SP95-E10). Les prix HTT du SP95-E10 et du gazole étant très proches en 2020, l'écart entre les prix TTC s'explique par une taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) plus élevée pour le SP95-E10 (0,67 €/l depuis 2018, soit 0,06 €/l de plus que le gazole). Cet écart de TICPE s'est cependant considérablement réduit depuis 2014, étant alors de 0,17 €/l.

Le prix TTC du fioul domestique, principalement utilisé en tant que combustible de chauffage pour les habitations collectives ou individuelles, est en moyenne de 0,76 €/l en 2020 (soit 77 €/MWh en pouvoir calorifique inférieur), après être descendu sous 0,70 €/l au troisième trimestre. Il chute fortement (- 18 %) par rapport à 2019 mais reste supérieur à son niveau de 2016, point bas des années 2010. Généralement moins volatils, les prix pour les ménages du propane (- 2 %) et du butane (+ 1 %) n'ont, en comparaison, que faiblement évolué en 2020.

Figure 1.2.3.1 : prix à la consommation des principaux produits pétroliers (biocarburants inclus)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gazole (€/l)	HTT	0,53	0,68	0,74	0,69	0,63	0,48	0,41	0,48	0,59	0,59	0,44
	HTVA	0,96	1,12	1,17	1,13	1,07	0,96	0,92	1,03	1,20	1,20	1,05
	TTC	1,15	1,34	1,40	1,35	1,29	1,15	1,11	1,23	1,44	1,44	1,26
SP98 (€/l)	HTT	0,55	0,67	0,75	0,72	0,67	0,55	0,49	0,54	0,62	0,62	0,49
	HTVA	1,16	1,29	1,35	1,33	1,29	1,18	1,14	1,20	1,31	1,31	1,18
	TTC	1,38	1,54	1,62	1,59	1,54	1,41	1,36	1,44	1,57	1,57	1,42
SP95-E10 (€/l)	HTT	-	-	-	0,65	0,62	0,49	0,44	0,49	0,56	0,56	0,44
	HTVA	-	-	-	1,26	1,23	1,12	1,07	1,13	1,24	1,24	1,12
	TTC	-	-	-	1,51	1,48	1,35	1,28	1,35	1,48	1,48	1,34
SP95 (€/l)	HTT	0,52	0,64	0,71	0,67	0,62	0,50	0,44	0,49	0,56	0,56	0,44
	HTVA	1,13	1,25	1,31	1,28	1,24	1,13	1,09	1,15	1,25	1,26	1,13
	TTC	1,35	1,50	1,57	1,54	1,48	1,35	1,30	1,38	1,50	1,51	1,36
Fioul domestique (€/l)	HTT	0,54	0,69	0,75	0,72	0,66	0,51	0,44	0,50	0,60	0,62	0,48
	HTVA	0,60	0,74	0,81	0,78	0,72	0,59	0,53	0,62	0,76	0,78	0,64
	TTC	0,72	0,89	0,97	0,93	0,86	0,71	0,64	0,74	0,91	0,93	0,76
Gazole non routier (€/l)	HTT	-	-	-	-	0,64	0,50	0,42	0,49	0,59	0,58	0,43
	HTVA	-	-	-	-	0,73	0,61	0,55	0,64	0,78	0,77	0,62
	TTC	-	-	-	-	0,88	0,73	0,66	0,77	0,93	0,93	0,74
Gaz de pétrole liquéfié - carburant (€/l)	HTT	0,56	0,65	0,68	0,67	0,65	0,58	0,51	0,53	0,57	0,60	0,59
	HTVA	0,62	0,71	0,74	0,73	0,71	0,66	0,59	0,62	0,68	0,71	0,70
	TTC	0,74	0,85	0,88	0,87	0,86	0,79	0,71	0,74	0,82	0,86	0,84
Gaz propane liquéfié PCI* (€/MWh)	HTT	95	109	117	111	111	105	99	110	116	119	117
	HTVA	95	109	117	111	111	105	99	110	119	124	122
	TTC	114	131	140	133	134	126	119	132	143	149	146
Gaz butane (bouteille de 13 kg en €)	HTT	24	25	27	27	27	27	27	26	27	28	28
	HTVA	24	25	27	27	27	27	27	26	27	29	29
	TTC	28	30	32	33	33	33	32	32	33	35	35
Fioul lourd à très basse teneur en soufre (TBTS) (€/t)	HTT	393	505	582	533	496	327	276	358	421	432	323
	HTVA	412	523	601	552	517	372	345	453	560	572	463

* 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 hors taxe sur la valeur ajoutée (HTVA) est obtenu par addition du taux normal de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), majorations régionales incluses, et du prix hors toutes taxes (HTT).

Champ : France métropolitaine hors Corse.

Sources : DGEC (fiouls domestique et lourd) ; Insee (butane) ; SDES (propane)

1.3 Le prix du gaz naturel baisse pour tous les secteurs en 2020

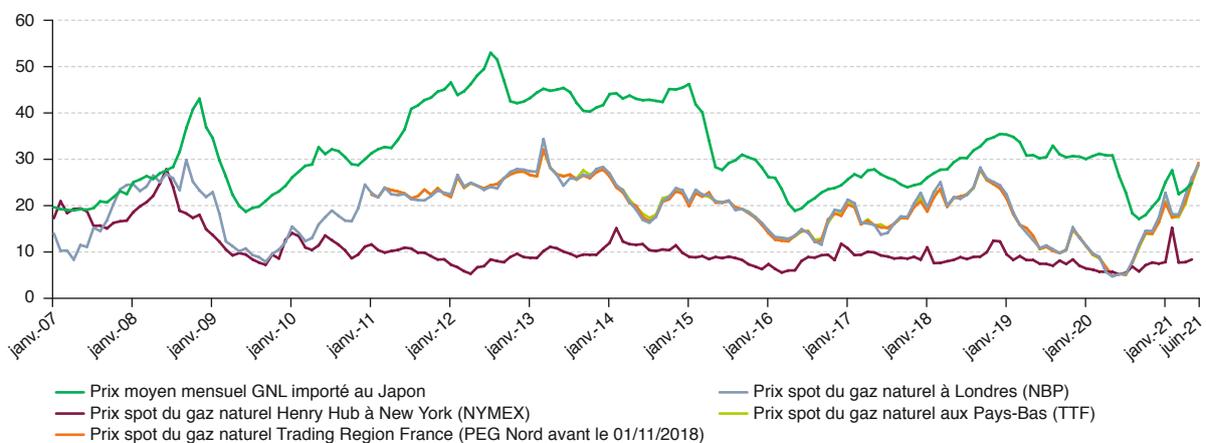
1.3.1. PRIX DE GROS DU GAZ NATUREL

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 marché 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.

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 9,4 €/MWh (en pouvoir calorifique supérieur, PCS) en 2020, en forte baisse par rapport à l'année précédente (- 31 %). 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 une évolution similaire, passant de 13,6 €/MWh à 9,5 €/MWh. Alors qu'il se situait déjà à un niveau relativement bas au début de l'année 2020, le prix du gaz naturel a fortement chuté au printemps 2020, en raison de la crise sanitaire et économique. En juin 2020, le cours du gaz NBP s'établit à 5 €/MWh en moyenne, niveau historiquement bas. Le prix du gaz a néanmoins fortement rebondi depuis, dans un contexte de difficultés d'approvisionnement (baisses de production, maintenances décalées durant la crise sanitaire). En juin 2021, le prix NBP s'établit ainsi à plus de 29 €/MWh, près de cinq fois plus qu'un an auparavant.

Figure 1.3.1.1 : prix spot du gaz naturel à New York, à Londres, aux Pays-Bas, en France 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 2020, le prix spot du gaz naturel s'y élève en moyenne à 9,3 €/MWh, 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 hausse en 2017 et 2018, les prix auxquels la France a acheté du gaz naturel ont chuté de manière importante en 2019 (- 20 % sur un an) et en 2020 (- 31 %), pour atteindre 12 €/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*

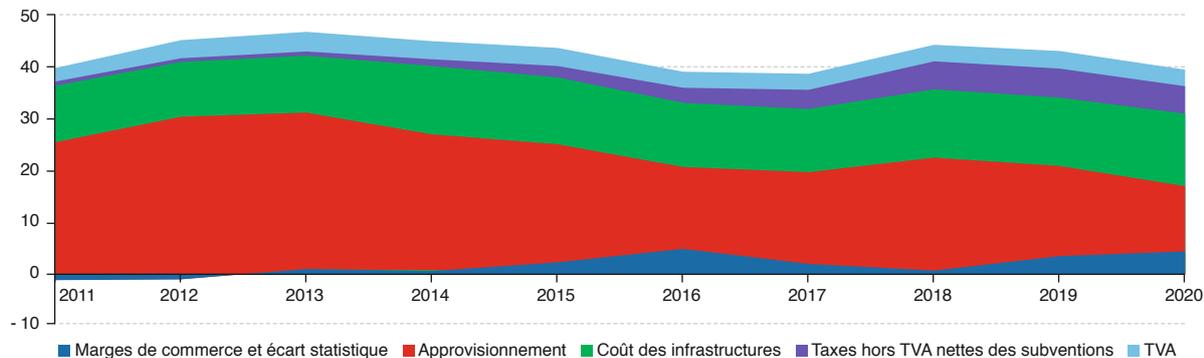
	2016	2017	2018	2019	2020
Importations	15,8	17,5	21,4	17,0	11,7
Exportations	15,7	17,4	20,6	17,1	10,4

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : 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.

Note : la TVA est incluse pour le résidentiel uniquement, car elle est déductible pour les entreprises.

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 s'élève à 103 €/MWh en 2020 (figure 1.3.1.3).

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

En €/MWh PCS*

	2016	2017	2018	2019	2020
Tarif d'achat	101,7	99,5	102,2	103,3	103,1

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : CRE

1.3.2 PRIX À LA CONSOMMATION DU GAZ NATUREL

En 2020, le gaz a été payé en moyenne 36,3 €/MWh (en pouvoir calorifique supérieur) hors TVA, tous consommateurs et tous types d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus. En incluant la TVA pour le résidentiel uniquement, ce prix moyen tous secteurs confondus atteint 39,5 €/MWh. Il baisse de 8,4 % par rapport à 2019, après avoir déjà diminué de 2,7 % l'année précédente. Au plus haut en 2013, ce prix moyen avait décliné ensuite avant de fortement rebondir en 2018. 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 » (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, baisse fortement en 2020, à 12,6 €/MWh, contre 17,4 €/MWh en 2019 et 21,8 €/MWh en 2018. Une part minoritaire de cette baisse des coûts en 2020 se traduit en hausse des marges (4,4 €/MWh en 2020, contre 3,5 €/MWh en 2019), la majeure partie étant répercutée dans les prix payés par les consommateurs. Il convient toutefois 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 relatif à l'utilisation des infrastructures, lié en grande partie aux décisions tarifaires de la Commission de régulation de l'énergie, augmente de 6,1 % par unité de consommation en 2020, à 14,0 €/MWh, après être resté stable en 2019. Les tarifs comportant des parts fixes, une partie de cette hausse pourrait s'expliquer par la baisse de la consommation de gaz en 2020. Le coût global d'utilisation

des infrastructures gazières est imputable en 2020 pour 53 % à la distribution, 30 % au transport, 11 % au stockage et 7 % aux terminaux méthaniers.

Les taxes hors TVA s'élèvent en moyenne à 5,8 €/MWh en 2020, dont 4,9 €/MWh pour la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) et 0,9 €/MWh pour la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). La TICGN a fortement augmenté entre 2014 et 2018 ; elle ne représentait jusqu'en 2013 que 0,5 €/MWh en moyenne. Cette hausse sur la période 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. La TICGN est en revanche restée stable en 2019, 2020 et 2021.

Les subventions représentent 0,5 €/MWh en 2020 et sont exclusivement liées aux subventions au biométhane. En effet, le tarif spécial de solidarité gaz dont bénéficiaient des ménages en situation de précarité a été remplacé début 2018 par le chèque énergie, qui n'est pas uniquement ciblé sur le gaz, pouvant être utilisé pour tout type de facture d'énergie du logement ou pour des travaux de rénovation énergétique.

Figure 1.3.2.2 : prix moyens du gaz naturel par secteur

En €/MWh PCS*

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Branche énergie	26,7	27,0	30,5	26,2	23,6	19,0	18,9	27,1	21,3	17,3
Production d'électricité ou chaleur	26,4	26,9	30,3	26,2	23,5	18,9	18,8	27,4	21,7	17,8
Branche énergie hors transformation	29,8	28,3	31,9	26,4	24,1	19,8	19,7	24,1	15,8	11,0
Consommation finale à usage énergétique TTC**	42,7	47,7	49,8	48,3	48,1	44,5	44,9	48,9	50,2	46,5
Agriculture-pêche	39,2	42,8	43,8	44,4	42,1	37,5	36,0	36,9	36,4	33,6
Industrie	27,9	30,5	32,2	30,5	29,7	25,9	25,7	27,7	24,9	20,2
Tertiaire et transports	39,0	42,8	44,0	42,7	40,3	38,0	37,3	42,2	42,6	41,0
Résidentiel HTVA	49,4	54,6	56,9	59,3	58,9	54,8	55,7	62,6	66,9	63,8
Résidentiel TTC	58,1	64,1	67,1	69,9	69,3	64,2	65,4	72,8	78,0	74,0
Consommation finale à usage non énergétique	27,4	27,2	31,1	25,9	23,0	19,8	19,4	24,1	15,8	15,8
Tous secteurs HTVA	36,5	40,6	43,0	41,5	40,2	35,9	35,7	41,0	39,7	36,3
Tous secteurs TTC**	39,4	44,0	46,8	45,1	43,7	39,0	38,8	44,3	43,1	39,5

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

** La TVA est incluse pour le résidentiel uniquement, car elle est déductible pour les entreprises.

Source : calculs SDES

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 2020, le prix moyen hors TVA s'élève ainsi à 63,8 €/MWh dans le secteur résidentiel, contre 41,0 €/MWh dans le tertiaire, 20,2 €/MWh dans l'industrie et 17,3 €/MWh 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 baisse pour tous les secteurs consommateurs en 2020, dans le sillage des prix internationaux. Il diminue ainsi de 5,1 % pour les ménages (y compris TVA), de 3,7 % dans le secteur tertiaire et jusqu'à 19,0 % dans l'industrie. L'ampleur de cette dernière baisse s'explique par la forte sensibilité aux prix de gros des prix finaux supportés par les consommateurs de volumes élevés, qui se trouvent pour la plupart dans l'industrie.

1.4 Les prix du charbon à l'importation et à la consommation chutent

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.

Au premier trimestre 2020, le prix du charbon a diminué fortement du fait de la chute de la demande mondiale due aux mesures de limitation d'activité prises par les

gouvernements à travers le monde pour enrayer la crise sanitaire. Ainsi, en mai 2020, le cours du charbon-vapeur est tombé sous la barre des 40 \$ la tonne. Depuis le dernier trimestre 2018, la diminution quasi continue des prix du gaz a entraîné le prix du charbon fortement à la baisse, le gaz et le charbon étant en concurrence pour la production d'électricité dans de nombreux pays (cf. 1.3). À partir de l'été 2020, et à la faveur des déconfinements progressifs, de l'annonce de plans de reprise et de l'arrivée de vaccins sur le marché dans plusieurs pays, la demande de charbon a rebondi : le cours est reparti en hausse régulière durant le second semestre, pour atteindre 65 \$/t en décembre.

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

En dollars et en euros courants



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

Le prix moyen du charbon importé en France, principalement sous forme primaire, s'élève à 15 €/MWh en 2020 (figure 1.4.1.2). Il diminue d'un quart sur un an (-24 %), en raison de la chute de la demande liée à la crise sanitaire. Des quantités faibles de charbon dérivé, essentiellement du coke, ont été importées à un prix moyen de 33 €/MWh,

également en recul marqué (-17 %). Les prix à l'exportation du charbon dérivé, qui concernent des quantités encore beaucoup plus faibles, augmentent à l'inverse fortement, avec un prix moyen atteignant 24 €/MWh, soit un tiers de plus qu'en 2019.

partie 1 : les prix de l'énergie

Figure 1.4.1.2 : prix moyens du charbon primaire et du charbon dérivé à l'importation et à l'exportation

En €/MWh

	2016	2017	2018	2019	2020
Importations	12	18	18	19	15
Charbon primaire	11	17	17	18	13
Charbon dérivé	27	33	39	40	33
Exportations	21	22	39	16	24
Charbon dérivé	21	22	39	16	24

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 14 €/MWh en moyenne en 2020, en baisse de 27 % sur un an (*figure 1.4.2.1*). Les producteurs d'électricité et/ou de chaleur, exclusivement consommateurs de charbon-vapeur, ont payé ce dernier 10 €/MWh en moyenne en 2020. Les prix pour les

autres consommateurs (industrie hors sidérurgie, résidentiel et tertiaire) se sont élevés en moyenne à respectivement 16 €/MWh pour le charbon primaire (en baisse de 14 % sur un an) et 35 €/MWh pour le charbon dérivé (en baisse de 13 %). Ces derniers prix intègrent 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 €/MWh

	2016	2017	2018	2019	2020
Consommation filière fonte	19	27	25	27	21
Charbon primaire	13	22	20	20	14
Charbon dérivé	31	35	36	42	35
Énergie (hors filière fonte)	10	12	11	14	10
Charbon primaire	10	12	11	14	10
Consommation finale totale	17	20	24	25	21
Charbon primaire	15	17	19	19	16
Charbon dérivé	25	32	40	41	35

Source : calculs SDES

1.5 Le prix du bois connaît des évolutions contrastées en 2020

1.5.1 PRIX DES IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS

En 2020, les prix moyens à l'importation et à l'exportation du bois-énergie s'élèvent respectivement à 42 €/MWh et 21 €/MWh (figure 1.5.1.1). L'écart entre les prix moyens à l'importation et à l'exportation résulte à la fois d'une part plus importante des granulés de bois dans les importations, plus coûteux que les autres catégories de bois-énergie, mais aussi de prix plus élevés à l'importation qu'à l'exportation, à structure par produit équivalente.

En 2020, les prix des importations et exportations de bois-énergie diminuent de respectivement 4 % et 7 %. Cette baisse affecte la plupart des catégories de bois-énergie, telles que les granulés et le bois de chauffage en bûches ou rondins, à l'importation comme à l'exportation.

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

En €/MWh

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Importations	43	37	34	40	45	42
Exportations	25	26	27	27	24	21

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

1.5.2 PRIX POUR LE RÉSIDENTIEL

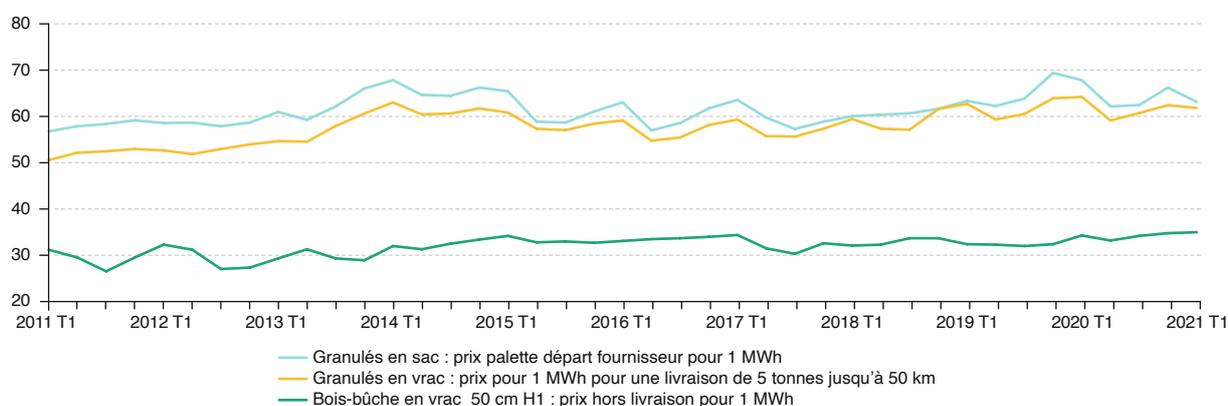
Le prix du bois-énergie consommé par les ménages présente une forte hétérogénéité, avec différents types de bois utilisés sous différentes formes. Leur observation est par ailleurs rendue difficile par le poids important du marché informel.

Les bûches représentent encore l'essentiel des achats des particuliers en bois de chauffage. Au sein des circuits commerciaux, le prix moyen TTC de la bûche de 50 cm (humidité < 20 % et livraison non comprise), qui est la plus courante, s'élève à 34 €/MWh (figure 1.5.2.1) en 2020, en hausse de 6 % par rapport à 2019. 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. En moyenne sur l'année 2020, le prix des granulés en vrac (livraison comprise) s'élève ainsi à 62 €/MWh, et celui des granulés en sac (prix d'une palette départ fournisseur) à 65 €/MWh.

Les prix varient par ailleurs nettement au cours de l'année, notamment celui des granulés, le maximum étant généralement atteint au cours de l'hiver. Au premier trimestre 2021, les prix des granulés sont en baisse par rapport au même trimestre de l'année précédente : 62 € pour les granulés en vrac (- 2 €), 63 € pour les granulés en sac (- 5 €), tandis que le prix des bûches augmente légèrement pour atteindre 35 € (+ 1 €).

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

En €/MWh



Source : calculs SDES, d'après enquête CEEB-Insee-Agreste

partie 1 : les prix de l'énergie

Les prix des granulés sont stables en 2020, en moyenne annuelle. Après une phase de recul des prix, due notamment au développement des ventes de granulés dans les grandes surfaces de bricolage et les jardineries entre 2014 et 2017, les prix des granulés avaient augmenté de 2017 à 2019.

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 39 €/MWh en 2020, contre 31 €/MWh en 2013. Cette hausse résulte notamment du poids croissant des granulés dans la consommation des ménages en bois-énergie.

1.5.3 PRIX POUR LES PROFESSIONNELS

Le prix moyen des combustibles bois pour les professionnels, livraison comprise, atteint 23 €/MWh en 2020 (figure 1.5.3.1), en léger recul sur un an. 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 Fonds chaleur) : plaquettes 71,5 %, broyats 11,4 %, sciures 11,3 %, écorces 5,8 %.

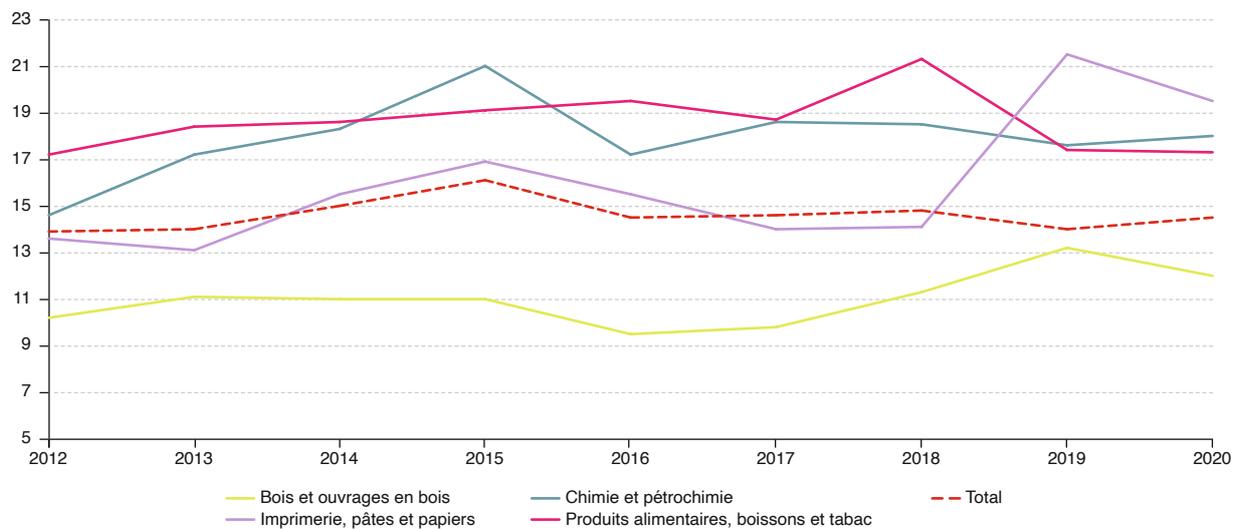
Source : Ademe, enquête Basic 2000 pour 2012, estimation CODA Stratégies à partir du CEEB pour 2013-2020

Les disparités entre secteurs d'activité sont également marquées, notamment au sein de l'industrie manufacturière. Le prix moyen des achats dans le secteur de l'imprimerie, pâtes et papiers est ainsi supérieur de 62 % (19 €/MWh en

2020) à celui du bois et ouvrages en bois (12 €/MWh en 2020) - (figure 1.5.3.2). Le prix moyen dans l'ensemble de l'industrie manufacturière s'élève à 15 €/MWh en 2020.

partie 1 : les prix de l'énergie

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 2020.

Source : calculs SDES, d'après Insee-EACEI

1.6. Les prix des biocarburants importés diminuent en 2020

En 2020, les prix à l'importation et à l'exportation du biodiesel s'élevaient respectivement à 792 €/tep et 1 011 €/tep, et ceux du bioéthanol respectivement à 767 €/tep et 740 €/tep (figure 1.6.1). Dans un contexte de chute des prix de marché des carburants fossiles (cf. 1.2), les prix à l'importation des

deux produits baissent par rapport à 2019, tombant à des niveaux historiquement bas. C'est également le cas du prix à l'exportation du bioéthanol. Celui du biodiesel augmente toutefois à l'inverse.

Figure 1.6.1 : prix moyens des biocarburants à l'importation et à l'exportation
En euros par tep

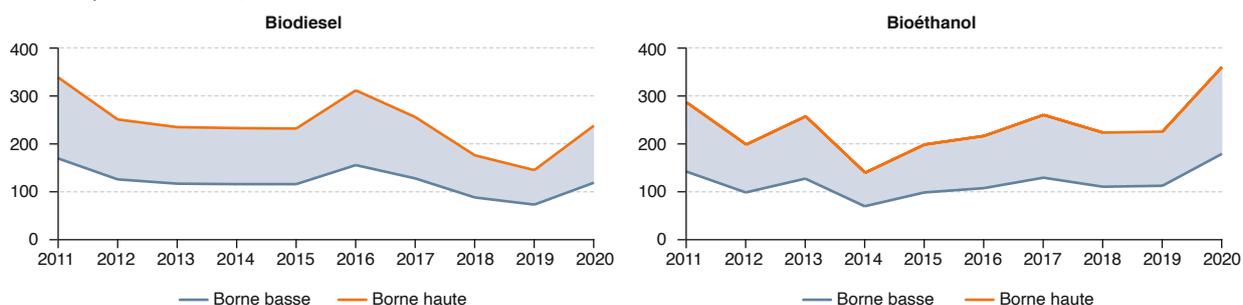
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Importations	1 235	1 110	946	822	844	862	934	861	790
Bioéthanol	1 403	1 239	1 217	1 016	873	944	1 005	982	767
Biodiesel	1 194	1 096	926	798	842	857	930	854	792
Exportations	1 347	1 194	1 129	1 026	877	1 002	948	951	993
Bioéthanol	1 365	1 206	1 157	1 081	797	910	971	1 006	740
Biodiesel	1 170	1 116	1 016	895	968	1 042	940	944	1 011

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

Comme les prix des biocarburants sont supérieurs à ceux des produits pétroliers auxquels ils sont mélangés (le gazole pour le biodiesel et les supercarburants pour le bioéthanol), leur incorporation, qui vise à diminuer les émissions de CO₂ du transport routier, engendre un coût pour la collectivité, dont le partage entre les consommateurs et l'État dépend de la fiscalité mise en place. On peut 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 2020, ce coût s'élèverait ainsi entre 119 €/tCO₂ et 238 €/tCO₂ pour le biodiesel, et entre 181 €/tCO₂ et 362 €/tCO₂ pour le bioéthanol (figure 1.6.2). Ces valeurs sont en hausse par rapport à 2019, les prix des biocarburants ayant moins 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 1.6.2 : 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 Hausse des prix de détail de l'électricité, en particulier pour les ménages

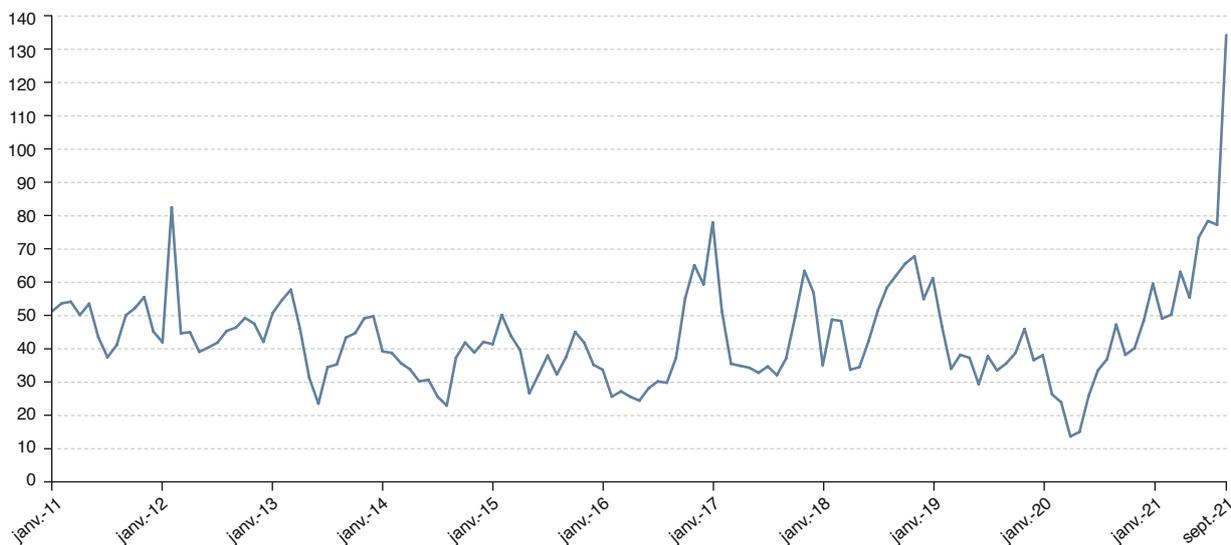
1.7.1 PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

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), qui est sensible aux variations conjoncturelles de la demande et présente un caractère saisonnier, s'établit à 32 €/MWh en moyenne en 2020. Il diminue ainsi de 18,5 % par rapport à l'année précédente, du fait de la chute des prix au premier semestre engendrée par la crise sanitaire. En avril 2020, le prix spot atteignait ainsi

13,5 €/MWh, un prix historiquement bas. Il a ensuite fortement rebondi, dans un contexte de baisse de la production nucléaire (plusieurs maintenances ayant dû être décalées durant la crise) et de reprise de la demande. Il continue à très fortement augmenter au début de l'année 2021, tiré en particulier par le prix du gaz (cf. 1.3.1). En septembre 2021, il s'établit à 134 €/MWh, près du triple d'un an auparavant. Les prix à terme de l'électricité, qui reflètent les anticipations des acteurs du secteur, ont également diminué entre 2019 et 2020. Le prix à terme pour l'année suivante (« Y+1 ») de l'électricité en base est ainsi passé de 51 €/MWh en 2019 à 45 €/MWh en 2020 en moyenne.

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 2020, ceux-ci s'élevaient respectivement à 30 €/MWh et 39 €/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

	2016	2017	2018	2019	2020
Exportations	32	41	48	38	30
Importations	46	57	59	47	39

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 différenciés selon les filières (figure 1.7.1.3). La production photovoltaïque bénéficie de la rémunération moyenne la plus élevée en 2020, à 273 €/MWh.

Celle-ci diminue toutefois sous l'effet de l'afflux de nouvelles installations raccordées, qui bénéficient d'aides moins substantielles qu'au démarrage de la filière. Ce moindre soutien répercuté la baisse des coûts des installations. 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 de soutien public) et l'éolien.

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

En €/MWh

	2016	2017	2018	2019	2020
Photovoltaïque	348	333	300	292	273
Éolien	88	88	89	90	91
Hydraulique	75	78	77	83	82
Biogaz	139	148	154	163	170
Incinération	57	57	58	60	60
Biomasse	139	139	139	145	147
Toutes installations	149	149	145	146	141

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. Elle est calculée sur l'ensemble du territoire français pour les filières photovoltaïque, éolienne et hydraulique, et sur la France continentale pour les autres filières.

Source : calculs SDES

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

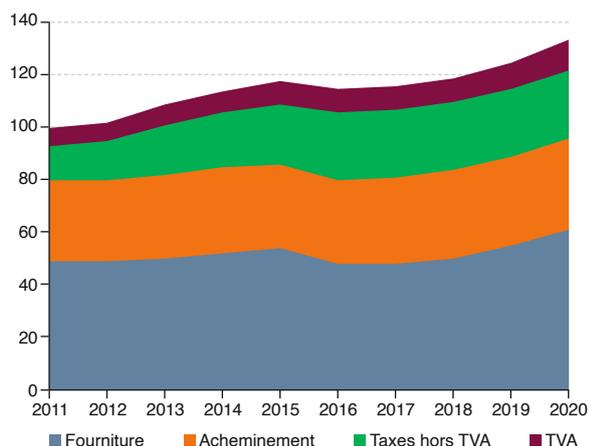
d'EDF à un prix régulé, dans le cadre du mécanisme de « l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique » (Arenh). Ce prix, fixé à l'origine à 40 €/MWh, est passé à 42 €/MWh en janvier 2012 et est resté inchangé depuis cette date.

1.7.2 PRIX À LA CONSOMMATION DE L'ÉLECTRICITÉ

En 2020, l'électricité est payée en moyenne 123 €/MWh hors TVA, tous consommateurs (à l'exception de la branche électricité) et tous type d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus. En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), ce prix moyen s'élève à 134 €/MWh, en hausse de 7,1 % par rapport à 2019.

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

Figure 1.7.2.1 : décomposition du prix moyen de l'électricité
En €/MWh



Note : la branche électricité et l'autoconsommation sont exclues du champ. La composante acheminement inclut le coût des pertes sur les réseaux de transport et de distribution. La TVA n'est comptabilisée que pour le résidentiel, étant déductible pour les entreprises.
Source : calculs SDES

La composante « fourniture » correspond aux coûts de l'activité de fourniture, soit la somme des coûts

d'approvisionnement en électricité et en garanties de capacité, de ceux de commercialisation (incluant les certificats d'énergie) et de la rémunération du fournisseur (marge). Elle s'élève en moyenne en 2020 à 61 €/MWh, en hausse sensible par rapport à 2019 (55 €/MWh), dans un contexte de hausse globale des prix à terme de l'électricité sur le marché de gros.

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, d'exploitation 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 36 €/MWh en moyenne en 2020 et augmente de 5 % par rapport à 2019, à un rythme supérieur à celui observé entre 2011 et 2019 (+ 1 % en moyenne annuelle). Une partie de cette hausse unitaire en 2020 pourrait être liée à la baisse de la consommation, le Turpe comportant une part fixe.

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 26 €/MWh en 2020 et évoluent peu depuis 2016, après avoir quasiment doublé entre 2011 et 2016. Cette évolution s'explique essentiellement par celle de la TICFE, dont le taux normal avait augmenté de 3 €/MWh par an de 2012 à 2016. Il est resté inchangé depuis, à 22,5 €/MWh. Compte tenu des exonérations dont bénéficient certaines entreprises électro-intensives, le taux moyen de cette taxe s'établit à 18 €/MWh en 2020. En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), les taxes s'élèvent, au total, à 37 €/MWh en 2020.

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	2019	2020
Énergie (hors électricité)	72	74	76	77	78	71	69	74	80	86
Consommation finale TTC*	100	104	110	114	119	116	117	120	126	135
Agriculture-pêche	90	90	92	105	109	112	114	122	128	133
Industrie	66	68	71	72	72	66	64	67	71	74
Transports	54	55	54	54	54	49	47	52	53	66
Tertiaire	95	97	103	108	112	105	107	108	115	120
Résidentiel HTVA	114	118	125	133	138	140	141	146	152	161
Résidentiel TTC	134	138	147	157	162	165	166	171	178	189
Tous secteurs HTVA	92	96	101	105	109	106	107	110	115	123
Tous secteurs TTC*	99	103	109	114	118	115	116	119	125	134

* La TVA est incluse uniquement pour le secteur résidentiel, étant déductible par les entreprises.
Note : la branche électricité et l'autoconsommation sont exclues du champ.
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 l'exploitation des réseaux 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 2020, le prix moyen hors TVA s'élève ainsi à 161 €/MWh dans le secteur résidentiel, contre 133 €/MWh dans l'agriculture, 120 €/MWh dans le tertiaire, 86 €/MWh dans le secteur de l'énergie (hors

branche électricité elle-même), 74 €/MWh dans l'industrie et 66 €/MWh dans les transports.

Le prix TTC de l'électricité augmente de 6,1 % dans le secteur résidentiel en 2020 (voir *Datalab essentiel Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2020*, juin 2021). Ce rythme d'augmentation, supérieur à celui des cinq années précédentes, se rapproche de ceux observés en 2013 et 2014. Dans l'industrie, le prix moyen augmente sensiblement en 2020 (+ 3,9 %) mais toutefois moins qu'en 2019. Les prix dans le secteur tertiaire et dans l'agriculture sont également en hausse en 2020, de respectivement 5,1 % et 3,7 %.

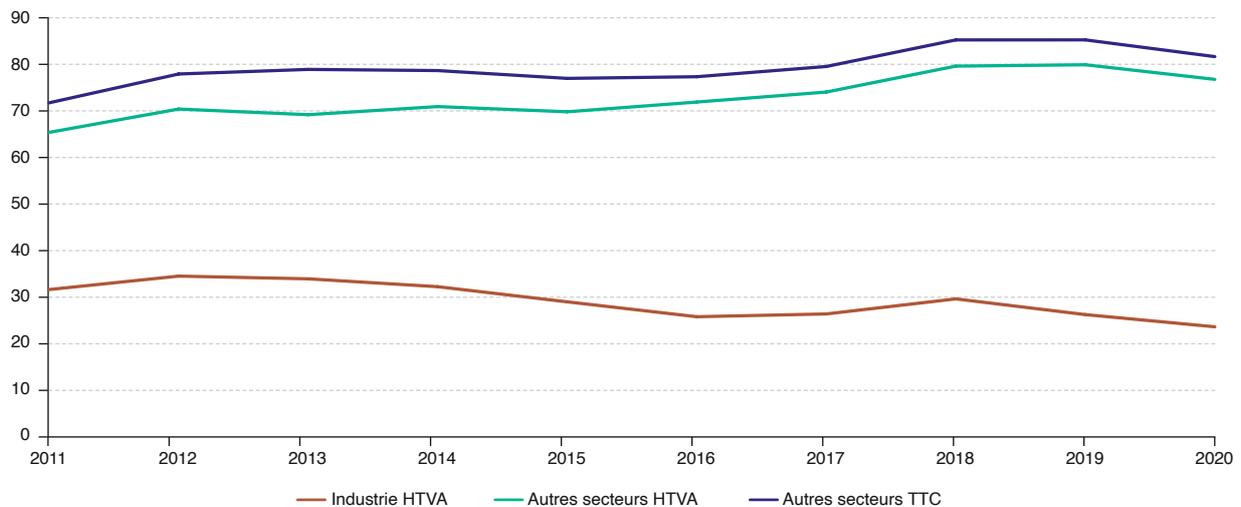
1.8. Le prix de la chaleur baisse dans tous les secteurs

Le prix de la chaleur achetée par les consommateurs industriels s'élève à 23,6 €HTVA/MWh en 2020 (figure 1.8.1), en baisse de 10 % par rapport à 2019. 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 est donc fortement lié à celui du gaz, qui a baissé de 19 % en 2020 pour les clients industriels (cf. 1.3.2), mais est logiquement supérieur, en raison du coût de fonctionnement des centrales ainsi que des pertes de transformation et de distribution.

Figure 1.8.1 : évolution du prix de la chaleur commercialisée

En €/MWh



Sources : EARCF ; EACEI ; calculs SDES

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 81,6 €TTC/MWh en 2020 (76,8 €HTVA/MWh). Ce prix est en baisse de 4 % en 2020 alors qu'il était resté stable en 2019 et avait augmenté en 2017 et 2018. La baisse sensible en 2020 s'explique principalement par le recul prononcé du prix du gaz naturel, énergie qui représente plus du tiers du bouquet énergétique des réseaux de chaleur. Elle a toutefois été atténuée par la baisse de la consommation de chaleur par client, elle-même imputable aux températures hivernales en moyenne plus

douces que l'année précédente. 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.

Par ailleurs, comme les réseaux de chaleur utilisant une part majoritaire d'énergies renouvelables et de récupération bénéficient d'un taux de TVA réduit, le recours croissant à ces formes d'énergie (cf. 3.5.1) se traduit par une poursuite de la baisse du taux de TVA moyen des réseaux. Celui-ci s'établit à 6,3 % en 2020, en baisse de 0,4 point par rapport à 2019.

partie 2

L'approvisionnement énergétique de la France

— Le taux d'indépendance énergétique s'établit à 55,5 % en 2020 et gagne 0,8 point par rapport à 2019 : la demande intérieure d'énergie primaire, très affectée par la crise sanitaire, baisse en effet davantage que la production primaire. En conséquence, le déficit des échanges extérieurs physiques diminue fortement (- 17 %), tiré à la baisse par les achats de pétrole brut et, dans une moindre mesure, de gaz naturel. La facture énergétique de la France se contracte de 45 %, en raison principalement de la chute des prix des combustibles. Toutes énergies confondues, elle s'élève à 24,8 Md€.



2.1 Le taux d’indépendance énergétique augmente, en raison de la chute de la demande intérieure

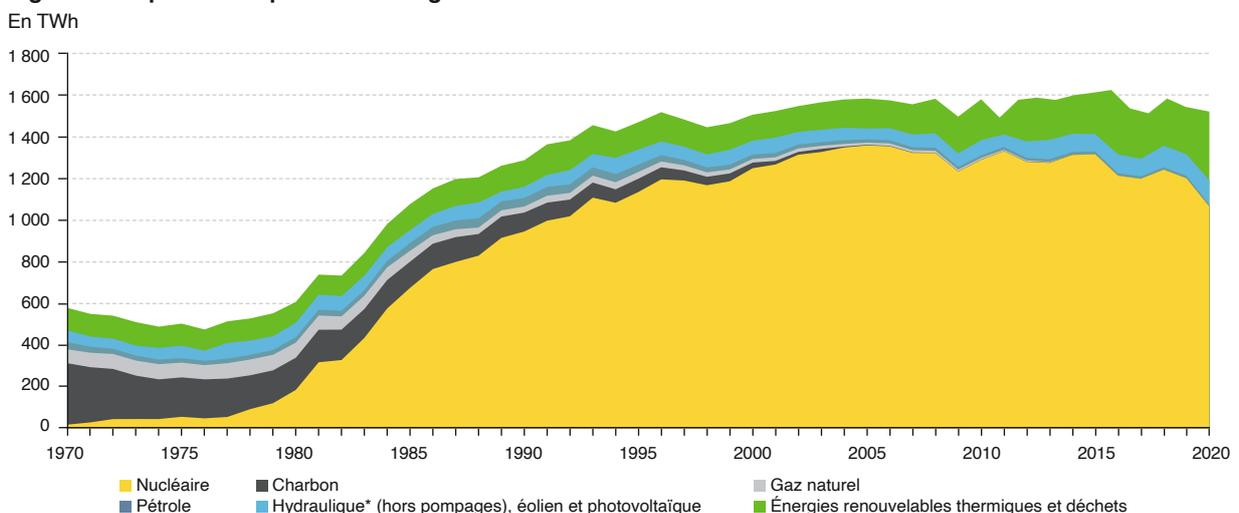
La production d’énergie primaire diminue de 8,5 % par rapport à 2019, pour s’établir à 1 428 TWh en France (figure 2.1.1). Cette baisse inédite depuis au moins cinquante ans est imputable à la production nucléaire (- 11,3 %, à 1 072 TWh). La crise sanitaire a engendré une chute de la demande d’électricité et une moindre sollicitation des centrales nucléaires. Du côté de l’offre, les mesures de confinement, en particulier au printemps, se sont traduites par un allongement des délais de maintenance de certains réacteurs et, en conséquence, une moindre disponibilité du parc. À cela s’ajoute la fermeture de la centrale de Fessenheim au cours de l’année 2020, qui a réduit la capacité totale du parc. La production nucléaire, qui représente les trois quarts de la production primaire totale, tombe à un niveau qui n’avait plus été observé depuis la fin des années 1990. À l’inverse, la production primaire d’énergie renouvelable électrique augmente nettement par rapport à 2019 (+ 12,3 %, à 117 TWh). Les précipitations plus abondantes que l’année précédente ont favorisé le rebond de la production hydraulique (+ 11,8 %, à 64 TWh). La hausse soutenue de la production éolienne (+ 14,4 %, à 40 TWh) s’explique par la hausse des capacités

installées et des conditions de vent très favorables en 2020. La production photovoltaïque est également dynamique (+ 9,6 %, à 13 TWh en 2020), du fait de la croissance des panneaux installés. Les énergies renouvelables thermiques et les déchets pèsent environ deux fois plus dans la production primaire que les énergies renouvelables électriques (229 TWh en 2020). En 2020, la production de ces énergies diminue de 2,7 %. La production de biomasse solide – en majeure partie du bois de chauffage, sa principale composante – baisse de 5,0 % et la production de biocarburants se replie de 6,9 %.

Les énergies renouvelables (électriques et thermiques) et la valorisation des déchets occupent une part plus élevée dans la production primaire en 2020 qu’en 2019. Au-delà des effets de recomposition des modes de production liés à la crise sanitaire, les énergies renouvelables se développent, grâce notamment à la forte croissance, depuis 2015, des biocarburants, de l’éolien et des pompes à chaleur.

Enfin, la production primaire d’énergie fossile est désormais marginale. Composée essentiellement de pétrole brut extrait des bassins aquitain et parisien, elle s’élève à 10 TWh en 2020 et diminue nettement (- 15,2 %).

Figure 2.1.1 : production primaire d’énergie



* Y compris énergies marines.
Source : calculs SDES

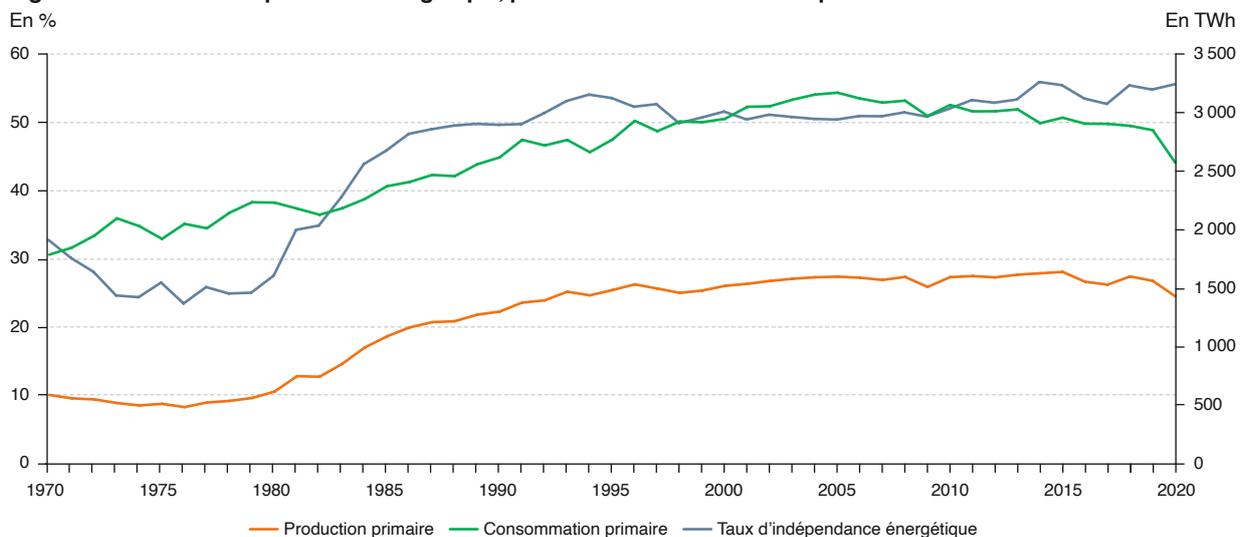
partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

En 2020, la consommation primaire d’énergie en France, affectée par les mesures sanitaires, se replie (- 9,8 %) davantage que la consommation primaire mondiale (- 4 % selon les premières estimations de l’AIE). La contraction de la consommation, plus forte que celle de la production primaire, entraîne un recours bien moindre aux importations pour satisfaire la demande. Le taux d’indépendance énergétique de la France, rapport entre la production et la consommation nationale d’énergie primaire gagne ainsi 0,8 point et s’élève à 55,5 % en 2020 (figure 2.1.2). Il est sensiblement plus élevé en France que chez la plupart de ses voisins européens, en raison du recours particulièrement important à l’énergie nucléaire, considérée comme domestique par convention statistique internationale (voir encadré).

Le solde importateur des échanges physiques d’énergie diminue de 17,0 % et s’établit à 1 162 TWh. Les achats de pétrole brut chutent de 31,7 % en raison du repli de l’activité

de raffinage, plus marqué encore que celui de la demande intérieure de produits pétroliers (cf. 4.2). En conséquence, les exportations de pétrole raffiné diminuent fortement (- 24,2 %) alors que les importations de produits raffinés baissent relativement peu (- 3,0 %). Les importations de gaz naturel se replient de 15,6 % comme les exportations. Les importations de charbon chutent davantage (- 30,1 %), du fait de la très forte contraction en 2020 de l’activité de l’industrie lourde, et notamment de la sidérurgie. Les importations nettes de biocarburants, essentiellement du biodiesel, représentent 6,8 TWh. Ils accusent une forte baisse par rapport à 2019. À rebours des autres énergies, le bois-énergie connaît une augmentation de son solde importateur (0,7 TWh), en lien avec la baisse de sa production. Le recul de la production nucléaire se répercute sur les échanges physiques d’électricité. Le solde exportateur diminue de 7,8 %, pour s’établir à 4,5 TWh.

Figure 2.1.2 : taux d’indépendance énergétique, production et consommation primaires



Source : calculs SDES

En 2020, la facture énergétique de la France se contracte de 45 % en euros constants par rapport à 2019 : elle diminue de 20 Md€₂₀₂₀ (figure 2.1.3), pour s’établir à 24,8 milliards d’euros. Elle ne contribue que pour moitié au déficit des échanges extérieurs de la France, contrairement aux années précédentes où la facture énergétique excédait largement le déficit extérieur (y compris les échanges de services). Cette réduction, inédite depuis 2009, s’explique d’abord par la forte

réduction de l’activité de raffinage, débouché quasi exclusif des importations de pétrole brut. En outre, le prix du pétrole importé recule fortement en 2020 dans un contexte de chute du prix du baril de *Brent*. Très sensible aux mesures drastiques prises par les différents pays pour enrayer l’épidémie, celui-ci a plongé au printemps 2020 et a diminué à nouveau à l’automne après s’être légèrement redressé à l’été.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

La facture en produits raffinés et biocarburants s'allège nettement moins (- 4,0 Md€₂₀₂₀). Elle dépasse même – fait inédit depuis au moins cinquante ans – la facture en pétrole brut en 2020. La baisse conséquente des prix de ces produits est en effet partiellement contrebalancée par la dégradation du solde des échanges physiques en produits raffinés. La facture gazière de la France est réduite de 3,7 Md€₂₀₂₀ et s'élève à 5,1 Md€ en 2020. Ce repli trouve son origine d'abord dans la baisse du prix du gaz, à laquelle s'ajoute la diminution des quantités importées. Le cours du gaz (sur lesquels sont partiellement indexés les contrats à terme) a en effet fortement

décru, les prix TTF aux Pays-Bas et spot NBP à Londres baissant de 31 % en moyenne entre 2019 et 2020. Le charbon contribue également à la réduction de la facture énergétique, à hauteur de 0,8 Md€₂₀₂₀, en raison de la chute de la quantité importée et de la baisse des prix. Le solde exportateur d'électricité baisse de 0,9 Md€₂₀₂₀, pour s'établir à 1,2 Md€₂₀₂₀. Deux effets d'égale intensité expliquent cette diminution : d'une part, les échanges physiques d'électricité se replient, en lien avec la diminution de la production ; d'autre part, les prix à l'exportation diminuent davantage que les prix à l'importation.

Figure 2.1.3 : facture énergétique de la France

En milliards d'euros 2020

	2016	2017	2018	2019	2020
Facture énergétique	33,3	40,9	47,4	44,9	24,8
Pétrole brut	17,5	22,0	25,3	21,7	9,7
Pétrole raffiné	6,9	8,3	11,2	13,9	9,8
Gaz naturel	8,2	8,9	11,1	8,8	5,1
Charbon	1,2	2,2	2,0	1,7	0,9
Biocarburants	0,6	0,8	0,7	0,8	0,4
Bois-énergie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Électricité	- 1,1	- 1,4	- 3,0	- 2,1	- 1,2

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

Le taux d'indépendance énergétique est sensible aux règles de comptabilité de l'énergie nucléaire

L'énergie primaire correspond à l'énergie tirée directement de la nature, ou contenue dans les produits énergétiques tirés de la nature. Elle se distingue de l'énergie secondaire, obtenue à partir d'une énergie primaire ou d'une autre énergie secondaire. Ainsi, par exemple, l'électricité thermique est une énergie secondaire issue d'un combustible naturel comme le charbon ou le gaz naturel, considéré comme énergie primaire. Dans le cas de l'énergie nucléaire, issue de la réaction de fission de l'uranium ou du plutonium, les conventions internationales sur les statistiques de l'énergie considèrent comme énergie primaire la chaleur issue de la réaction et non le combustible nucléaire lui-même. Cela a pour conséquence de comptabiliser comme production primaire (*i.e.* comme ressource nationale) la quantité de chaleur produite par les centrales nucléaires (qui est estimée à partir de l'électricité effectivement produite par celles-ci et d'un rendement théorique de 33 %), indépendamment du fait que le combustible nucléaire soit importé ou non. Le manuel sur les statistiques de l'énergie coédité par l'Agence internationale de l'énergie et par Eurostat souligne que, si l'origine du combustible nucléaire était prise en considération, « la dépendance de l'approvisionnement à l'égard d'autres pays serait accrue ». Dans le cas de la France, qui a recours intégralement à des combustibles importés (utilisés directement ou après recyclage), le taux d'indépendance énergétique perdrait 40 points de pourcentage, pour s'établir à 14 % en 2020, si l'on considérait comme énergie primaire le combustible nucléaire plutôt que la chaleur issue de sa réaction.

2.2 La production primaire diminue du fait d’une forte indisponibilité des centrales nucléaires

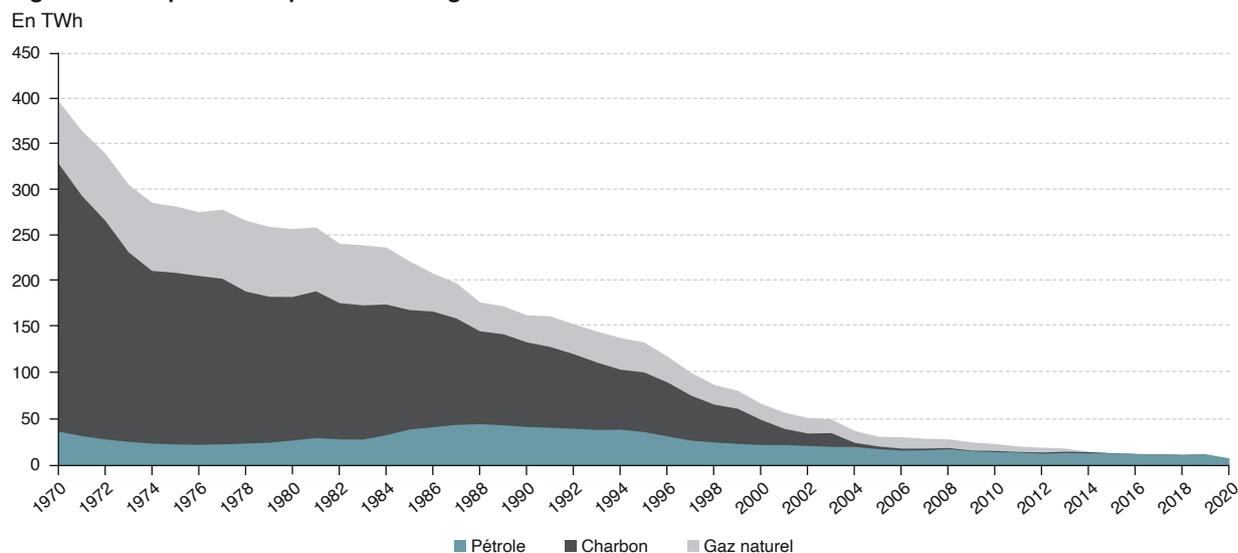
2.2.1 COMBUSTIBLES FOSSILES

Autrefois importante, la production primaire d’énergie fossile en France est désormais marginale (figure 2.2.1.1). Elle s’élève à 10 TWh en 2020, en baisse par rapport à 2019 (- 15,6 %). Elle est composée quasi intégralement de produits à destination des raffineries : pour près des trois quarts, il s’agit de pétrole brut extrait des bassins parisien et aquitain, auquel s’ajoute une production d’additifs oxygénés (non issus de biomasse) destinés à améliorer la qualité des produits raffinés, comme par exemple les carburants. La production de pétrole brut sur le territoire français s’élève à 645 milliers de tonnes ; elle a été divisée par plus de cinq depuis la fin des années 1980. Cette production ne satisfait désormais qu’un peu moins de 1 % de la consommation nationale. Au 1^{er} janvier 2020, les réserves de pétrole brut (18 Mt) et d’hydrocarbures extraits du gaz naturel

représentent environ 28 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 201 GWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) en 2020.

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.

Figure 2.2.1.1 : production primaire d’énergie fossile



Champ : jusqu’à l’année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
Source : calculs SDES, d’après DGEC, Charbonnages de France, SNET, GRTgaz, TIGF

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀	En TWh	En M€ ₂₀₂₀						
Production toutes énergies fossiles	12,10	423	11,73	485	11,02	502	11,76	568	9,93	286
Production de pétrole	11,89*	419	11,57*	482	10,93*	500	11,60*	565	9,75*	284
Production de charbon	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Production de gaz naturel (grisou)	0,21	4	0,16	3	0,09	2	0,17	3	0,18	2

* La production comprend la production d’additifs oxygénés non issus de biomasse.
Source : calculs SDES

Compte tenu des prix des énergies fossiles et de leur forte diminution en 2020, la production primaire totale française représente en 2020 une valeur économique de 286 millions d’euros, soit près de deux fois moins qu’un an auparavant (figure 2.2.1.2).

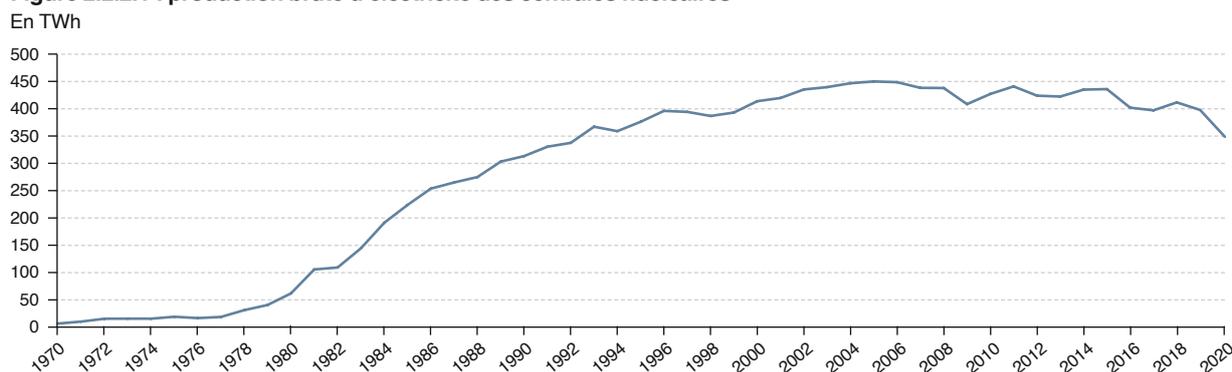
2.2.2 NUCLÉAIRE

À la suite de la fermeture des deux derniers réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim le 29 juin 2020, la France compte 56 réacteurs actuellement en service, répartis sur 18 sites. La production d’énergie primaire du parc s’élève à 1 072 TWh en 2020. 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 unités de chaleur pour produire une unité 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 2020 à 354 TWh (figure 2.2.2.1).

La production nucléaire est ainsi en forte baisse, de 11,3 % sur un an, et retombe à un niveau qui n’avait pas été observé depuis la fin des années 1990. Cette baisse s’explique principalement par la crise sanitaire qui, d’une part, a réduit la demande et, d’autre part, a entraîné une diminution du taux de disponibilité du parc. En moyenne, les centrales ont été disponibles à hauteur de 70,8 % de leur capacité théorique, 3,2 points de moins qu’en 2019, et ont été utilisées, lorsqu’elles étaient disponibles, à hauteur de 86,7 % (figure 2.2.2.2). Par ailleurs, à la suite de la fermeture de la centrale de Fessenheim, la capacité du parc nucléaire a baissé de 1,8 GW au cours de l’année 2020, pour s’établir à 61,4 GW.

Figure 2.2.2.1 : production brute d’électricité des centrales nucléaires



Source : EDF

Figure 2.2.2.2 : disponibilité et utilisation du parc nucléaire

Coefficients exprimés en %

	2016	2017	2018	2019	2020
Coefficient de disponibilité Kd*	77,6	77,1	76,6	73,9	70,8
Coefficient d’utilisation Ku	89,2	89,1	92,9	92,9	86,7

* 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

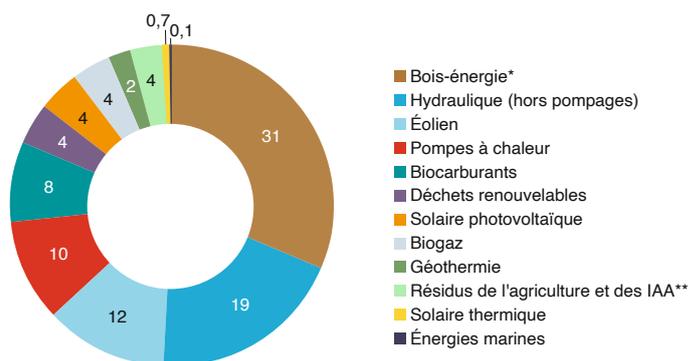
La production primaire d’énergie issue de ressources renouvelables s’établit à 327 TWh en 2020, en hausse de 2,5 % par rapport à 2019 (figures 2.2.3.1 et 2.2.3.2). Le développement de la production éolienne et l’augmentation de la production hydraulique, liée à des conditions pluviométriques plus favorables qu’en 2019, ont été compensés par un recul de la production de bois-énergie et de la production de biocarburants. Le bois-énergie (y compris liqueur noire) demeure la première énergie renouvelable

produite en France (31 % de la production nationale d’énergie renouvelable), devant l’hydraulique (19 %), l’éolien (12 %), les pompes à chaleur (10 %), les biocarburants (8 %), la valorisation des déchets renouvelables (4 %), le solaire photovoltaïque (4 %), le biogaz (4 %), la valorisation des résidus de l’agriculture et de l’industrie agroalimentaire (4 %), la géothermie (2 %), le solaire thermique et les énergies marines (moins de 1 % pour chacune de ces deux filières).

En incluant par ailleurs les 19 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 346 TWh en 2020.

Figure 2.2.3.1 : part de chaque filière dans la production primaire d’énergies renouvelables en 2020 (327 TWh)

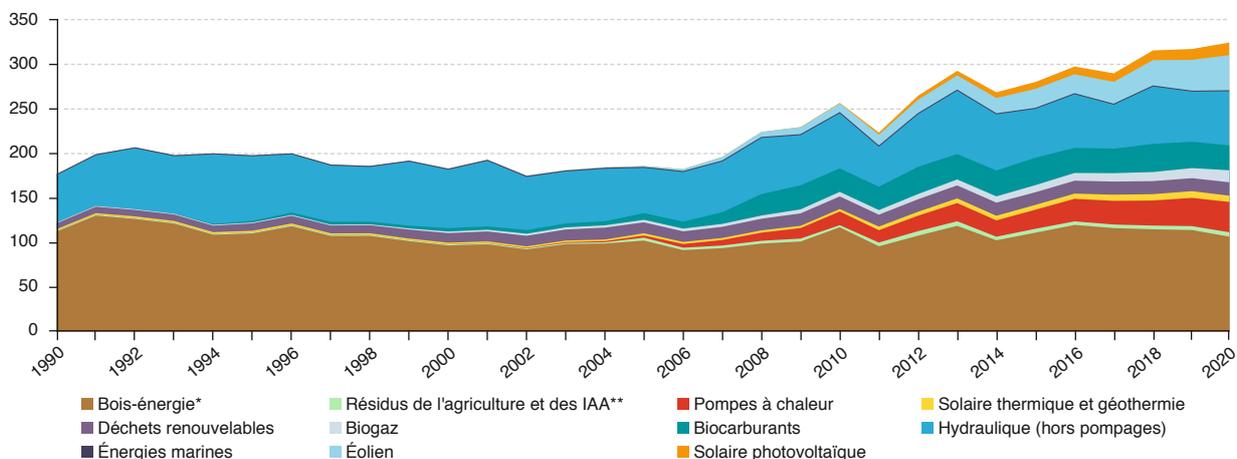
En %



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

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

En TWh



* Y compris liqueur noire.
 ** Industries agroalimentaires.
 Champ : jusqu’à l’année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
 Source : calculs SDES

Les **énergies renouvelables électriques** correspondent aux filières de production primaire d’électricité (117 TWh en 2020). 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 important recul en 2019, la production hydraulique (hors pompages) augmente de 11,8 % en 2020, à 64 TWh, en raison d’une pluviométrie plus favorable qu’en 2019.

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 212 MW, sa production (hors pompages) s’élève à 0,5 TWh en 2020.

Éolien

Soutenue par un accroissement important des capacités installées sur le territoire ainsi que par des conditions météorologiques favorables, la production éolienne progresse de 14,4 % en 2020, pour s’établir à 40 TWh. La filière éolienne connaît un développement particulièrement rapide ces dernières années, avec un doublement de la production en cinq ans.

Solaire photovoltaïque

La filière solaire photovoltaïque s’est développée particulièrement vite au cours de la décennie : la production, qui était inférieure à 1 TWh en 2010, atteint 13 TWh en 2020. Soutenue par la croissance du parc, la production progresse de 9,6 % par rapport à 2019.

Les **énergies renouvelables thermiques et les déchets** (229 TWh en 2020) 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

En 2020, la production d’énergie primaire issue de biomasse solide s’élève à 115 TWh (- 5,0 %), atteignant son niveau le plus bas depuis 2015. Cette diminution s’explique par une baisse simultanée de la biomasse utilisée dans le secteur de la transformation (- 2,5 %) et de la consommation finale de bois-énergie par les ménages (- 7,1 %). En effet, le bois-énergie constitue près de 90 % de la biomasse et est consacré à 60 % à l’usage résidentiel (cf. 4.5). Les températures plus douces en 2020 expliquent la diminution de la consommation de bois par les ménages.

La consommation de biomasse progresse cependant nettement par rapport à 2005, soutenue par son utilisation croissante dans les installations de cogénération et de production de chaleur. Après une forte hausse au début des années 2000, la part de la consommation résidentielle tend, quant à elle, à baisser depuis 2010, en raison d’une diminution régulière de la consommation par ménage, due à des appareils de chauffage au bois de plus en plus performants, ainsi que du net recul des ventes d’appareils de chauffage au bois depuis 2013.

Biogaz

En 2020, la production primaire de biogaz s’élève à 13 TWh, en augmentation par rapport à 2019 (+ 16 %). Cette évolution s’inscrit dans une tendance continue à la hausse, amorcée en 2011. De 2011 à 2020, la production primaire de biogaz a en effet été multipliée par 2,5. Presque 50 % de la production de biogaz (6 TWh) est valorisée sous forme d’électricité. La puissance des installations raccordées au réseau électrique représente 0,5 GW en fin d’année 2020, en augmentation de 6,6 % par rapport à 2019. Le reste de la production de biogaz est principalement dédié à la production de chaleur (36 %, soit 5 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 15 % de la production totale de biogaz en 2020, soit 2 TWh, il progresse néanmoins fortement. Entre 2019 et 2020, les injections de biométhane dans le réseau ont en effet augmenté de 78,9 % (cf. 3.2).

Biocarburants et autres bioliquides

La biomasse liquide, constituée des biocarburants, est utilisée essentiellement pour la force motrice des véhicules (y compris les véhicules de chantiers, agricoles, etc.). En 2020, la production nationale de biocarburants s’élève à 27 TWh, en baisse de 6,9 % par rapport à 2019. La France produit principalement du biodiesel (77 %), mais également du bioéthanol (23 %). Stimulée par une fiscalité encourageant l’incorporation de biocarburants, la production a connu une forte croissance au cours des années 2000, passant de 4 TWh à 26 TWh au cours de la décennie. Depuis, l’augmentation de la production a ralenti, malgré la hausse progressive des objectifs d’incorporation.

partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

Déchets

La production d’énergie primaire à partir de l’ensemble des déchets baisse de 4,1 % en 2020, pour s’établir à 33 TWh. Plus de la moitié (54 %) de cette production est valorisée sous forme d’électricité. La partie non biodégradable des déchets n’est pas considérée comme relevant des énergies renouvelables. Par convention internationale, les déchets renouvelables correspondent à la moitié des déchets urbains, soit 14 TWh en 2020. Les déchets non renouvelables recouvrent l’autre moitié des déchets urbains ainsi que les déchets industriels ; ils s’élèvent à 19 TWh en 2020.

Solaire thermique

La production du parc des installations solaires thermiques est de l’ordre de 2 TWh en 2020, en hausse de 3,9 % sur un an. Près de la moitié (45 %) de cette production est réalisée dans les DOM, en raison du fort ensoleillement de ces territoires, propice à l’installation de chauffe-eaux solaires. Le développement de la filière, très dynamique jusqu’au début des années 2010, a depuis nettement ralenti. Les ventes d’équipements en 2020 restent inférieures de moitié environ à celles annuelles moyennes 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 6 TWh en 2020, augmentant de 3,7 % en un an, dont 4 TWh pour la production primaire de chaleur.

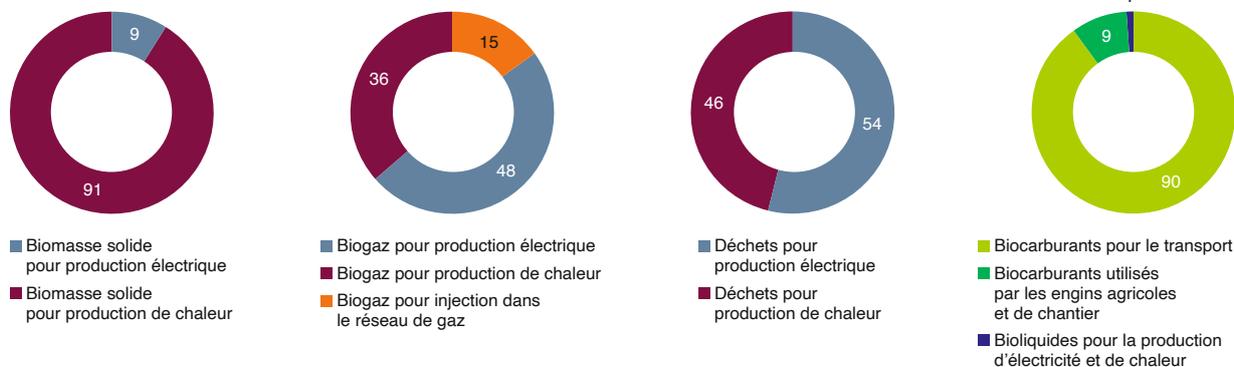
A contrario, la géothermie dite « profonde » (ou « haute température ») est principalement utilisée pour de l’électricité. Elle concerne un site en métropole, à Soultz-sous-Forêts (Alsace), et un autre à Bouillante, en Guadeloupe. Les sites exploitant cette technologie ont produit 0,1 TWh d’électricité en 2020.

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 vigoureusement en 2020 (+ 11,9 %). Son développement est notamment stimulé par des aides au remplacement d’appareils de chauffage aux énergies fossiles. La production de chaleur renouvelable à partir de pompes à chaleur s’établit à 32 TWh en 2020, en hausse de 3,7 % sur un an.

Figure 2.2.3.3 : les différents types de valorisation de la biomasse et des déchets en 2020

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 de la France diminue fortement

2.3.1 PÉTROLE BRUT ET RAFFINÉ

Commerce extérieur de pétrole brut

Les limitations de déplacements liées à la crise sanitaire ont entraîné un recul important de la demande de produits pétroliers en 2020. En conséquence, les importations françaises de pétrole brut, très affectées par la baisse drastique de l’activité de raffinage, chutent de 32 % en 2020, à 33,9 Mtep (*figure 2.3.1.1*). Elles atteignent ainsi leur niveau le plus bas depuis plus d’un demi-siècle. En 2019, elles s’étaient déjà repliées pour la deuxième année consécutive

(- 8,7 % par rapport à 2018, après - 7,8 %), en raison notamment de deux grands arrêts de maintenance. Au-delà des aléas conjoncturels, l’activité de raffinage en France se réduit tendanciellement depuis plusieurs années (*cf. 3.1*). Les importations de pétrole brut ont ainsi baissé de plus de 60 % depuis 2008.

La facture correspondante de la France s’établit à 9,8 Md€ en 2020 : elle diminue nettement (- 55,2 % en euros constants), en raison, d’une part, de la nette baisse des quantités achetées et, d’autre part, de la chute inédite des cours. Elle a été divisée par quatre depuis 2011.

Figure 2.3.1.1 : importations de pétrole brut*

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En Mtep	En M€ ₂₀₂₀								
Importations	57,2	17 563	59,0	22 085	54,4	25 402	49,7	21 827	33,9	9 769

* 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 2020, la France achète 42 % de son pétrole brut auprès des membres de l’Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep), contre un peu plus de la moitié (52 %) en 2019.

Le Kazakhstan se hisse au premier rang en 2020, avec 5,3 Mtep (16 % du total). La baisse des importations en provenance de ce pays (- 23 %) est en effet moindre que celles en provenance des quatre autres principaux pays fournisseurs de pétrole brut en 2019 (- 40 % ou plus). En particulier, les importations en provenance d’Arabie saoudite, fournisseur historique, s’effondrent de près de moitié (- 46 %), faisant reculer le pays de la première à la troisième place ; la Russie est passée de la troisième à la septième position (- 53 %, avec 3,0 Mtep), et le Nigeria a perdu deux rangs (- 46 %, avec 3,3 Mtep).

En revanche, les importations depuis les États-Unis augmentent (+ 12 %, à 4,3 Mtep) : ils passent ainsi de la sixième place en 2019 à la deuxième en 2020. Les quantités provenant de Norvège croissent dans les mêmes proportions (+ 0,4 Mtep, soit + 13 %).

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 affecté les exportations de l’Iran à destination de la France : réduites de plus de moitié en 2018, elles sont devenues inexistantes en 2019 et 2020. La part de l’Afrique du Nord dans le total a diminué de 4 points, à 13,1 %, tandis que le pétrole de la mer du Nord occupe une part grandissante des importations (13,0 % ; + 5 points).

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	2018	2019	2020		
	En %											En %
Grandes zones												
Moyen-Orient	98,5	71,4	96,6	32,4	32,3	11,4	14,6	12,9	10,4	5,3	15,5	
Afrique du Nord	18,7	13,5	9,7	7,3	6,4	12,4	7,2	10,2	8,6	4,4	13,1	
Afrique subsaharienne	15,3	11,1	11,2	14,1	7,7	8,7	13,7	7,9	8,0	5,9	17,4	
Mer du Nord**	0,2	0,1	4,3	10,7	32,6	10,9	5,8	4,2	3,8	4,4	13,0	
Ex-URSS	3,4	2,5	5,1	6,4	8,2	21,5	16,5	17,2	14,6	8,9	26,2	
Amérique du Nord	-	-	-	2,5	-	-	1,4	1,7	3,8	4,3	12,7	
Autres	1,8	1,3	1,7	1,6	0,3	0,9	0,4	0,3	0,6	0,7	2,1	
Total	137,9	100,0	128,6	75,0	87,6	65,7	59,6	54,4	49,7	33,9	100,0	
<i>dont Opep***</i>	<i>130,5</i>	<i>94,7</i>	<i>114,3</i>	<i>43,9</i>	<i>40,7</i>	<i>28,2</i>	<i>32,6</i>	<i>30,0</i>	<i>25,8</i>	<i>14,3</i>	<i>42,2</i>	
<i>Opep hors Irak</i>	<i>111,5</i>	<i>80,8</i>	<i>91,1</i>	<i>40,8</i>	<i>33,4</i>	<i>25,7</i>	<i>29,8</i>	<i>28,7</i>	<i>23,0</i>	<i>13,3</i>	<i>39,3</i>	
Principaux fournisseurs												
Kazakhstan	-	-	-	-	2,1	7,0	8,0	8,3	6,9	5,3	15,6	
États-Unis	-	-	-	-	-	-	0,1	1,6	3,8	4,3	12,7	
Arabie saoudite	30,8	22,4	45,3	15,5	15,6	6,1	10,8	8,1	7,4	4,0	11,8	
Norvège	0,2	0,1	1,6	6,0	21,6	7,2	4,2	3,4	3,2	3,6	10,7	
Algérie	11,3	8,2	5,2	3,1	3,5	0,9	4,7	5,2	5,8	3,5	10,3	
Nigeria	12,9	9,3	9,8	3,2	4,9	2,9	6,8	5,9	6,1	3,3	9,6	
Russie	-	-	-	-	5,1	11,3	4,8	7,8	6,3	3,0	8,7	
Angola	-	-	-	2,8	1,9	3,5	4,4	1,1	0,9	1,4	4,1	
Irak	19,1	13,8	23,2	3,1	7,4	2,4	2,8	1,2	2,8	1,0	2,9	
Libye	6,6	4,8	4,1	3,0	2,5	10,5	2,1	4,8	2,6	0,9	2,7	
Royaume-Uni	-	-	2,7	4,8	10,1	3,4	1,6	0,8	0,6	0,8	2,3	
Azerbaïdjan	-	-	-	-	0,6	3,2	3,7	1,1	1,4	0,6	1,9	
Brésil	-	-	-	-	0,1	0,7	-	0,1	0,4	0,3	0,8	
Ghana	-	-	-	-	-	-	-	0,4	0,4	0,1	0,4	
Iran	11,1	8,0	8,0	9,2	5,3	1,8	-	3,3	-	-	-	
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	0,6	1,0	-	-	-	-	
Mexique	-	-	-	2,5	-	-	1,3	-	-	-	-	
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 2020 : Algérie, Angola, Arabie saoudite, Congo, Émirats arabes unis, Équateur, Gabon, Guinée équatoriale, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigeria, 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 DROM.

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

Commerce extérieur de produits raffinés

Après avoir augmenté durant deux années consécutives (+ 6,5 % en 2019, après + 2,4 % en 2018), les importations de produits raffinés diminuent de 3,0 % en 2020, à 44,2 Mtep (figure 2.3.1.3). La production des raffineries est très affectée par la crise sanitaire et entraîne un effondrement des exportations, de 24,9 %, à 13,1 Mtep. Les exportations avaient déjà reculé nettement en 2019 (- 14,1 %), alors qu'elles diminuaient plus modérément depuis 2016. Le solde

importateur de la France en produits raffinés continue ainsi de progresser, à 31,2 Mtep, pour atteindre un niveau historique. Les importations s'élèvent à 16,6 Md€ en 2020, contre 24,8 Md€₂₀₂₀ en 2019, tandis que les exportations se montent à 6,8 Md€ (10,9 Md€₂₀₂₀ en 2019). Les échanges extérieurs de produits raffinés contribuent à hauteur de 9,8 Md€ au déficit commercial de la France. La facture s'allège en 2020 (- 28,9 %), sous l'effet de la baisse inédite des prix, alors que le solde des échanges physiques se dégrade.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

La France achète principalement du gazole et du fioul domestique. Les importations de ces deux produits, déduction faite des volumes exportés, représentent 23,9 Mtep en 2020, pour une dépense nette correspondante de 8,6 Md€. La France est également importatrice nette de kérosène (2,6 Mtep) et de gaz de pétrole liquéfié (GPL, 2,3 Mtep). À l'inverse, elle exporte essentiellement des supercarburants (0,9 Mtep, nettes des importations), et allège ainsi sa facture de 0,4 Md€ (0,5 Md€₂₀₂₀ en 2019). Dans une moindre mesure, elle est aussi devenue, depuis quelques années, exportatrice nette de fioul lourd (la demande intérieure pour ce produit décline régulièrement). En 2020, la France est importatrice

nette de produits non énergétiques, principalement du naphta (2,9 Mtep), à destination de l'industrie pétrochimique.

L'évolution sur un an des importations est contrastée entre produits : alors que les achats de la plupart des produits pétroliers plongent (- 33,1 % pour les carburateurs, - 9,3 % pour le GPL, - 8,8 % pour les supercarburants, - 29,7 % pour le fioul lourd), ceux de l'ensemble gazole et fioul domestique, qui représentent la majorité du total, ainsi que ceux de naphta augmentent (respectivement + 2,7 % et + 62,7 %). Concernant les exportations, elles diminuent considérablement, d'au moins 15 %, excepté pour le GPL et les « autres produits ».

Figure 2.3.1.3 : solde importateur des produits raffinés

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En Mtep	En M€ ₂₀₂₀								
Importations	42,0	16 793	41,8	19 968	42,8	24 195	45,6	24 801	44,2	16 616
Gazole/Fioul domestique	22,8	9 173	22,3	10 706	22,8	13 146	24,8	13 869	25,5	9 313
Supercarburants*	1,3	665	1,6	878	1,5	884	1,6	924	1,4	579
Jet kérosène	4,7	1 848	4,5	2 164	5,9	3 491	6,2	3 534	4,1	1 445
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	3,8	1 091	3,6	1 303	3,5	1 308	3,7	1 191	3,3	952
Fioul lourd	4,0	1 217	3,4	1 312	3,3	1 449	2,8	1 222	1,9	652
Produits non énergétiques**	4,1	1 949	5,0	2 707	4,5	2 828	5,3	2 973	6,8	2 750
Autres***	1,3	851	1,4	898	1,4	1 090	1,4	1 087	1,1	925
Exportations	20,8	9 880	20,5	11 664	20,2	12 958	17,4	10 946	13,1	6 769
Gazole/Fioul domestique	2,1	818	2,6	1 202	2,2	1 239	2,6	1 351	1,5	666
Supercarburants*	4,8	1 952	4,6	2 245	3,3	1 822	2,8	1 425	2,3	703
Jet kérosène	1,0	417	1,2	568	2,0	1 150	1,8	964	1,5	473
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1,3	431	1,3	587	1,2	564	1,0	427	1,0	301
Fioul lourd	5,6	1 181	4,6	1 382	4,7	1 818	3,7	1 397	2,5	642
Produits non énergétiques**	5,1	2 963	5,2	3 443	5,9	4 056	4,6	3 174	3,2	2 061
Autres***	0,9	2 117	1,0	2 237	1,0	2 310	1,0	2 208	1,1	1 923
Solde importateur	21,2	6 914	21,3	8 304	22,6	11 237	28,2	13 855	31,2	9 847
Gazole/Fioul domestique	20,7	8 355	19,7	9 504	20,6	11 908	22,2	12 518	23,9	8 648
Supercarburants*	- 3,6	- 1 287	- 3,0	- 1 367	- 1,9	- 938	- 1,2	- 501	- 0,9	- 125
Jet kérosène	3,6	1 432	3,3	1 596	3,9	2 341	4,4	2 570	2,6	972
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	2,5	659	2,3	716	2,3	744	2,7	765	2,3	651
Fioul lourd	- 1,6	36	- 1,1	- 69	- 1,4	- 369	- 0,9	- 175	- 0,6	11
Produits non énergétiques**	- 1,0	- 1 014	- 0,2	- 736	- 1,4	- 1 228	0,7	- 201	3,6	689
Autres***	0,4	- 1 266	0,4	- 1 339	0,4	- 1 221	0,4	- 1 120	0,0	- 998

* 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 importations, et franco à bord (FAB) pour les exportations.

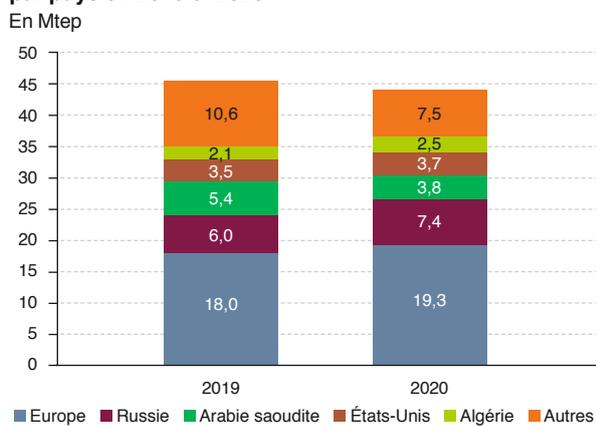
Source : calculs SDES, d'après DGDDI

Les importations en produits raffinés de la France proviennent pour 44 % d’Europe (hors Russie) et pour 17 % de Russie (+ 23 %) - (figure 2.3.1.4). La part de marché de cette dernière progresse de 4 points par rapport à 2019. Celle de l’Arabie saoudite passe de 12 % à 9 %, tandis que les États-Unis, qui occupaient le deuxième rang jusqu’en 2018, représentent 8 % du total comme en 2019. Le gazole et le fioul domestique proviennent pour 44 % d’Europe (11,1 Mtep, + 4 points par rapport à 2019), pour 25 % de Russie (+ 8 points) et pour 17 % du Moyen-Orient (- 4 points). 7 % sont acheminés depuis les États-Unis (1,9 Mtep), comme en 2019, tandis que 2 % proviennent d’Inde (- 4 points sur un an). Le Moyen-Orient reste la première région d’approvisionnement en kérosène de la France, avec 49 % des importations (- 7 points par rapport à 2019). Comme en 2019, le GPL est, quant à lui, importé principalement d’Algérie (36 %), des États-Unis (27 %, soit 4 points de part de marché supplémentaire), de Norvège (16 %) et du Royaume-Uni (10 %, - 2 points). Enfin, le naphta provient d’abord d’Europe (2,3 Mtep, soit 38 % de plus qu’en 2019), d’Algérie (1,3 Mtep, contre 0,7 Mtep en 2019), puis de Russie (0,7 Mtep, + 0,5 Mtep).

Près de 70 % des exportations françaises de produits raffinés sont à destination de l’Europe en 2020 ; cette proportion diminue modérément (- 2 points). Les produits acheminés vers les États-Unis représentent 7 % des exportations, comme en 2019.

Les États-Unis concentrent 40 % des quantités de supercarburants (0,9 Mtep) exportées, part en hausse de 2 points, malgré une baisse des volumes de 13 %. La part à destination de l’Europe diminue de 5 points, pour s’établir à 20 %. Celle en direction du Nigeria continue d’augmenter fortement pour atteindre 17 %, contre 8 % en 2019 et 4 % en 2018. Comme en 2019, le fioul lourd est acheminé pour l’essentiel dans l’Union européenne (85 %).

Figure 2.3.1.4 : importations de produits pétroliers raffinés par pays en 2019 et 2020



Source : calculs SDES, d’après DGDDI

Stocks pétroliers

Entre fin 2019 et fin 2020, les stocks français de pétrole brut et d’autres charges de raffinage diminuent de 0,2 Mtep, pour s’établir à 7,2 Mtep en fin d’année (6,4 Mtep de pétrole brut et 0,8 Mtep de charges de raffinage). Ils atteignent leur plus bas niveau depuis 1995. Après deux années consécutives de baisse, les stocks de produits raffinés repartent à la hausse en 2020, à 14,0 Mtep (+ 1,3 %).

L’essentiel de ces stocks correspond aux obligations de stockage stratégique de produits pétroliers, devant couvrir au minimum 90 jours d’importations nettes.

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 s’élèvent à 533 TWh PCS et diminuent de 15,7 % en 2020, alors qu’elles augmentaient continûment depuis 2015 (figure 2.3.2.1). Amplifiée par la chute des prix, cette diminution des entrées (cf. 1.3.1) entraîne une très forte baisse du coût des importations, qui s’établit à 6,2 Md€ en 2020 (- 43,5 % en euros constants par rapport à 2019).

Les entrées brutes par gazoduc reculent de 15,2 %, à 336 TWh. Après avoir atteint un niveau inédit en 2019, les importations de GNL se replient de 16 % et s’élèvent à 197 TWh en 2020. Le GNL regazéifié représente 37 % des entrées brutes de gaz naturel, comme l’année précédente. Le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne réceptionne 43 % des importations de GNL, le terminal de Fos-sur-Mer en reçoit 33 % et celui de Dunkerque 24 %. 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 ou des stations-service. Les volumes correspondants sont encore relativement faibles (2,0 TWh).

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). Les exportations diminuent parallèlement aux importations, avec quasiment la même ampleur (- 15,6 % en 2020). Ce sont ainsi 106 TWh de gaz qui ont été réexportés en 2020, pour une recette correspondante s’élevant à 1,1 Md€.

Le solde importateur de la France en gaz naturel, net des exportations, diminue de 15,7 % en 2020, pour atteindre 427 TWh. En raison de la chute des prix du gaz, la facture correspondante recule plus fortement, de 41,9 %, pour s’établir à 5,1 Md€ en 2020.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.3.2.1 : solde importateur de gaz naturel

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₀								
Importations	532,8	8 865	557,7	10 218	567,2	12 558	631,9	11 034	532,7	6 228
Selon la forme de gaz										
Gaz sous forme gazeuse	453,4	7 474	451,0	8 386	445,9	10 140	396,3	7 070	335,9	3 865
GNL** regazéifié	79,5	1 390	106,6	1 833	119,9	2 418	233,6	3 929	194,8	2 339
GNL** porté	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1,4	n.d.	2,1	35	2,0	24
Selon le type de contrat										
Court terme	96,9	n.d.	110,0	n.d.	171,7	n.d.	188,7	n.d.	153,0	n.d.
Moyen et long terme	435,9	n.d.	447,7	n.d.	395,5	n.d.	443,3	n.d.	379,7	n.d.
Exportations	43,1	714	70,1	1 278	68,7	1 467	125,1	2 190	105,6	1 094
Solde échanges extérieurs	489,7	8 151	487,6	8 940	498,4	11 091	506,8	8 843	427,1	5 134

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

** GNL : gaz naturel liquéfié. Il est soit regazéifié pour être ensuite injecté dans les réseaux de gaz, soit directement acheminé par camion-citerne à des industriels ou des stations-service.

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 (- 0,1 TWh en 2020).

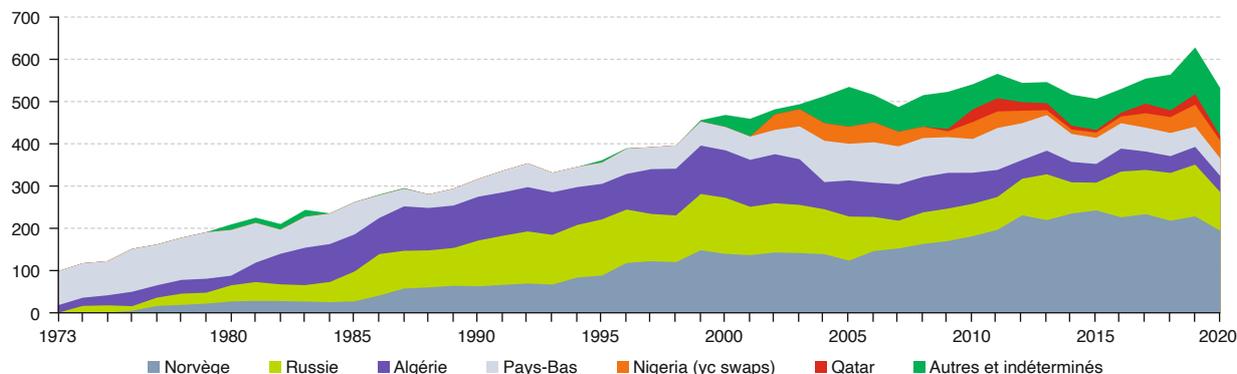
Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, Teréga, les fournisseurs de gaz, DGDDI

La Norvège demeure le principal fournisseur de la France en 2020 (36 % du total des entrées brutes) et reste loin devant la Russie (17 %), l'Algérie (8 %), les Pays-Bas (8 %), le Nigeria (7 %) et le Qatar (2 %). Les autres pays, dont le développement traduit une diversification des approvisionnements permise par l'importation de GNL (figure 2.3.2.2), contribuent pour 22 % au total des entrées brutes. La baisse des importations françaises de gaz naturel en 2020 est portée par la Russie

(- 28 %, - 5,5 points sur l'évolution du solde global), la Norvège (- 15 %, - 5,2 points), le Qatar (- 68 %, - 2,8 points), le Nigeria (- 27 %, - 2,4 points), les Pays-Bas (- 15 %, - 1,1 point) et l'Algérie (- 4 %, - 0,3 point). À l'inverse, les achats auprès d'autres pays, dont une partie est relative au gaz pour lequel le lieu de production ne peut pas être tracé (lorsqu'il est acheté sur les marchés du nord-ouest de l'Europe par exemple), progressent de 8 % (+ 1,5 point sur l'évolution du solde global).

Figure 2.3.2.2 : origine des importations de gaz naturel

En TWh PCS*



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

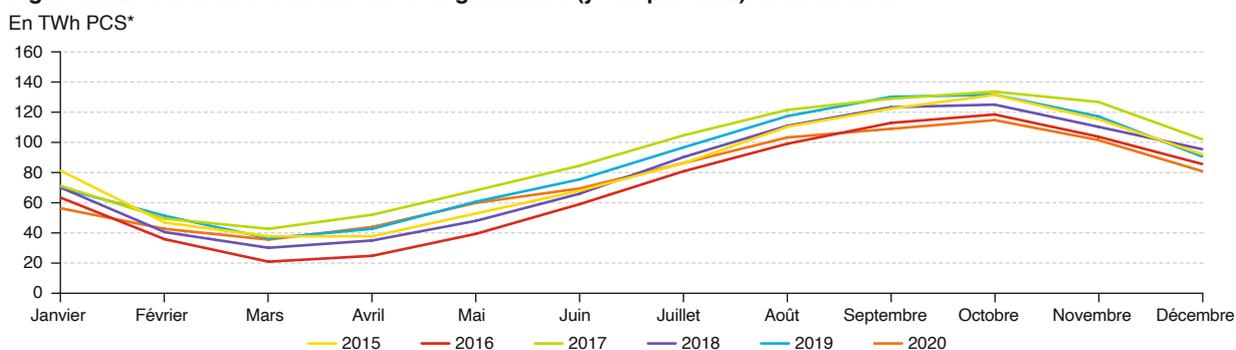
Source : calculs SDES, enquête mensuelle sur la statistique gazière

partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

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. Les stocks utiles s’élèvent à 102 TWh fin 2020, après avoir diminué de 23,6 TWh entre fin décembre 2019 et fin décembre 2020. La dépense correspondante baisse de 272 M€ (figure 2.3.2.4). Les stocks utiles avaient atteint un point haut en octobre 2019, à la suite de la réforme de la régulation du stockage de gaz.

Figure 2.3.2.3 : niveau des stocks utiles de gaz naturel (y compris GNL) en fin de mois



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, enquête mensuelle sur la statistique gazière

Figure 2.3.2.4 : variations de stocks de gaz naturel

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₀								
Variations de stocks	4,8	79,6	9,6	183,1	- 22,5	- 514,2	- 21,8	- 389,0	23,6	271,7

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

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

Source : calculs SDES, enquête mensuelle sur la statistique gazière

2.3.3 CHARBON

L’approvisionnement de la France en charbon primaire repose presque exclusivement sur ses importations, qui s’élèvent à 55,4 TWh en 2020 (figure 2.3.3.1). La majeure partie de ces importations vise à répondre aux besoins d’un nombre limité de consommateurs, notamment des établissements de la filière sidérurgique et des centrales électriques à charbon, même si ces dernières tendent à être globalement de moins en moins sollicitées.

La France importe par ailleurs de faibles volumes de charbon dérivé (moins de 10 TWh chaque année). 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.

Tous produits confondus, les importations de charbon,

nettes des (faibles) volumes exportés, s’élèvent à 59,2 TWh en 2020. Elles diminuent de 30 % par rapport à 2019, en raison de la chute de la demande due à la crise sanitaire dans les principaux secteurs consommateurs, notamment la filière fonte (cf. 3.3). Déjà faibles en 2019, en lien avec le recul important de la demande pour la production d’électricité en métropole et celle de l’industrie hors filière fonte, les importations de charbon atteignent en 2020 leur plus bas niveau depuis plusieurs décennies.

En conséquence, la facture charbonnière de la France se contracte, à 0,9 Md€, soit un recul de près de moitié (- 47 %), du fait de la chute à la fois des quantités et des prix (cf. 1.4). Si le charbon dérivé ne représente que 7 % des quantités importées, il pèse davantage dans la facture correspondante (15 %), en raison de prix bien plus élevés que ceux du charbon primaire.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.3.3.1 : solde importateur de produits charbonniers

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀	En TWh	En M€ ₂₀₂₀	En TWh	En M€ ₂₀₂₀	En TWh	En M€ ₂₀₂₀	En TWh	En M€ ₂₀₂₀
Importations	99,7	1 216	117,4	2 162	107,5	1 989	84,8	1 679	59,3	870
Charbon primaire	96,4	1 122	113,1	2 011	102,4	1 785	79,6	1 465	55,4	738
Charbon dérivé	3,3	94	4,3	152	5,0	203	5,2	214	4,0	132
Exportations	0,6	14	0,0	1	0,4	16	0,0	1	0,1	2
Charbon dérivé	0,6	14	0,0	1	0,4	16	0,0	1	0,1	2
Solde importateur	99,1	1 202	117,4	2 161	107,1	1 973	84,7	1 678	59,2	868
Charbon primaire	96,4	1 122	113,1	2 011	102,4	1 785	79,6	1 465	55,4	738
Charbon dérivé	2,7	80	4,3	151	4,6	187,7	5,2	213	3,9	130

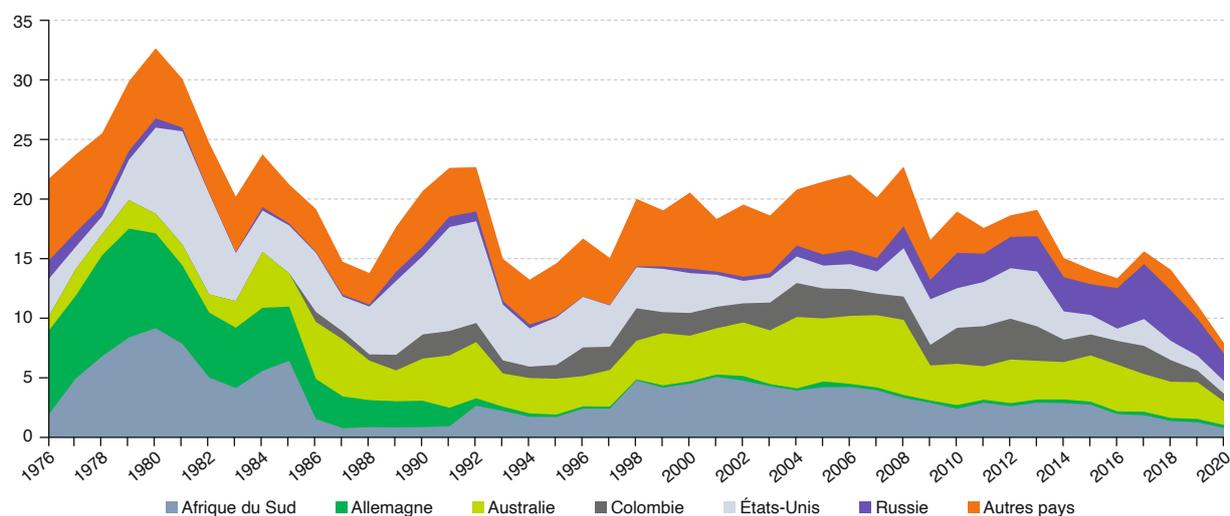
Note : conformément à la méthodologie de l'AIE, les importations sont nettes des réexportations.
Sources : calculs SDES, d'après DGDDI ; Insee

Les cinq principaux fournisseurs de charbon de la France demeurent les mêmes qu'en 2019 (figure 2.3.3.2). La Russie reste en 2020 le plus important d'entre eux, avec 31 % de part de marché, soit 2 points de plus qu'en 2019. L'Australie vient ensuite, avec 25 %, contre 28 % un an auparavant. Elle

est suivie par les États-Unis et l'Afrique du Sud, chacun représentant 12 % du total des importations. Les livraisons en provenance de la Colombie, qui reste en cinquième position, ont chuté de plus d'un tiers.

Figure 2.3.3.2 : origine des importations de charbon

En millions de tonnes



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

Fin 2020, les opérateurs ont globalement déstocké des produits charbonniers, à hauteur de 2,3 TWh (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...). La consommation des centrales métropolitaines ayant chuté, l'autonomie correspondant à leurs stocks augmente par rapport à fin décembre 2019 (38 mois au rythme actuel annualisé de la consommation, soit 5 mois de plus qu'en 2019 et 30 mois de plus qu'en décembre 2018).

partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.3.3.3 : variations de stocks de produits charbonniers

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀	En TWh	En M€ ₂₀₂₀	En TWh	En M€ ₂₀₂₀	En TWh	En M€ ₂₀₂₀	En TWh	En M€ ₂₀₂₀
Variations de stocks	6,7	51	- 2,2	- 110	- 1,1	- 18	0,4	- 10	2,3	23
Charbon primaire	7,4	69	- 0,5	- 45	- 1,4	- 31	0,7	2	2,4	30
Charbon dérivé	- 0,7	- 18	- 1,7	- 65	0,3	12	- 0,3	- 12	- 0,2	- 7

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 : A3M ; DGDDI ; EDF ; GazelEnergie ; Insee

2.3.4 BOIS-ÉNERGIE

Auparavant exportatrice nette de bois-énergie, la France enregistre depuis quelques années un déficit commercial sur le bois-énergie. Ainsi, en 2020, les achats français, nets des quantités exportées, s’élèvent à 0,7 TWh, pour une facture correspondante de 71 M€ (figure 2.3.4.1).

En 2020, le solde monétaire du commerce extérieur reste globalement stable, les importations et les exportations diminuant respectivement de 15 et 14 M€ par rapport à l’année

précédente (en euros 2020). Toutefois, sur plus longue période, le solde du commerce extérieur paraît se dégrader, en raison d’importations en hausse, notamment de granulés, et de prix à l’importation constamment supérieurs aux prix à l’exportation (cf. 1.5).

Les pays frontaliers concentrent la plupart du commerce extérieur de bois-énergie, en particulier la Belgique qui, en 2020, totalise 40 % des importations et 48 % des exportations de bois-énergie, ainsi que l’Allemagne (18 % des importations) et l’Italie (20 % des exportations).

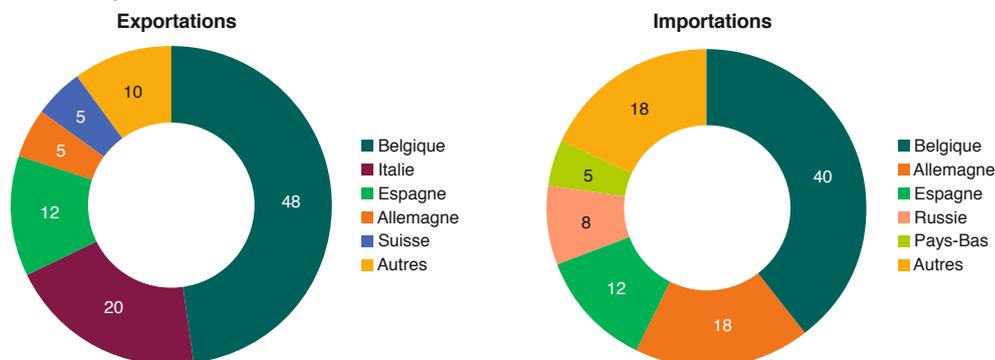
Figure 2.3.4.1 : échanges extérieurs de bois-énergie

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Importations	2,0	78	2,3	81	2,5	104	2,7	127	2,7	112
Exportations	2,4	66	2,5	70	2,7	74	2,3	55	1,9	41
Solde importateur	- 0,4	13	- 0,2	12	- 0,2	30	0,5	72	0,7	71

Source : calculs SDES, d’après DGDDI

Figure 2.3.4.2 : échanges extérieurs de bois-énergie par pays en 2020

En % des quantités échangées



Source : calculs SDES, d’après DGDDI

2.3.5 BIOCARBURANTS

La France est importatrice nette 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 6,8 TWh en 2020 (soit 20 % des biocarburants consommés en France), pour une facture correspondante de 0,4 Md€ (figure 2.3.5.1). Ce déficit des échanges extérieurs est très majoritairement imputable au biodiesel.

La facture diminue d’environ 54 % en 2020 en euros constants. Cette diminution résulte principalement de la baisse de la consommation de biocarburants, consécutive aux limitations de déplacements liées à la crise sanitaire, qui s’est traduite par un recul des importations de biocarburants, en particulier de biodiesel.

Dans le bilan de l’énergie, suivant les conventions statistiques internationales, les biocarburants sont considérés comme une ressource énergétique domestique dès lors que la transformation de matières premières 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, 26 % du biodiesel (y compris huiles végétales hydro-traitées gazole, HVHTG) et 65 % des biocarburants essence (y compris huiles végétales hydro-traitées essence, HVHTE) consommés en France sont d’origine nationale en 2020, parts qui restent relativement stables par rapport à 2019.

Les pays frontaliers concentrent la plupart du commerce extérieur de biocarburants. Ainsi, les Pays-Bas fournissent 96 % des importations françaises d’éther éthylique tertiobutyle (ETBE), tandis que les exportations françaises d’ETBE sont principalement à destination de l’Italie (42 %) et de la Grèce (30 %).

S’agissant du biodiesel (esters méthyliques d’acides gras, EMAG), les importations françaises proviennent en 2020 pour près de 87 % de Belgique (39 %), des Pays-Bas (26 %) et d’Espagne (21 %). Quant aux exportations, elles sont dirigées pour 76 % vers la Belgique (43 %), les Pays-Bas (18 %) et la Suède (16 %).

Figure 2.3.5.1 : échanges extérieurs de biocarburants

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Importations	12,6	958	16,2	1 256	16,5	1 376	18,4	1 394	12,8	870
Bioéthanol	0,9	69	0,8	72	1,0	89	1,0	88	0,7	44
Biodiesel	11,7	888	15,4	1 184	15,5	1 287	17,4	1 307	12,1	825
Exportations	4,5	353	4,9	444	8,2	690	7,3	608	6,0	510
Bioéthanol	2,4	171	1,5	124	1,9	168	0,7	65	0,4	26
Biodiesel	2,1	182	3,4	319	6,2	522	6,5	543	5,6	484
Solde importateur	8,1	605	11,3	812	8,4	686	11,1	786	6,8	360
Bioéthanol	- 1,5	- 102	- 0,7	- 52	- 0,9	- 79	0,3	23	0,3	19
Biodiesel	9,6	707	11,9	864	9,3	765	10,9	764	6,6	341

Note : s’agissant du bioéthanol incorporé « pur » (qui compte pour 73 % de la consommation de bioéthanol, le reste étant incorporé sous forme d’éther éthylique tertiobutyle - ETBE), seul le solde des échanges extérieurs est connu. Les importations de bioéthanol incorporé « pur » sont donc supposées nulles. À noter également que le commerce extérieur de biocarburants issus d’huiles végétales hydro-traitées (HVHTG et HVHTE) n’est pas connu et n’est donc pas pris en compte dans ce tableau.

Source : calculs SDES, d’après DGDDI

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

2.3.6 ÉLECTRICITÉ

La France est globalement exportatrice d'électricité. La production de l'année excède en effet 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 ponctuellement à la demande. Sur l'ensemble de l'année 2020, la France a importé 20 TWh et a exporté 65 TWh, et dégage donc un solde exportateur d'électricité de 45 TWh. Cet excédent recule de 22 % en 2020 en raison de la baisse de la production nucléaire. Le solde exportateur vis-à-vis de l'Espagne diminue de 46 %, ce qui

contribue à hauteur de 7,7 points à la baisse du solde global (*figure 2.3.6.2*). Le solde exportateur d'électricité diminue également aux interconnexions frontalières avec l'Allemagne (- 22 %, - 5,0 points sur l'évolution du solde global), la Grande-Bretagne (- 19 %, - 3,9 points), la Belgique (- 71 %, - 3,5 points), l'Italie (- 12 %, - 2,9 points), le Luxembourg (- 14 %, - 0,3 point) et l'Andorre (- 30 %, - 0,1 point). Il progresse toutefois avec la Suisse (+ 22 %, + 1,5 point sur l'évolution du solde global).

Les recettes tirées des exportations d'électricité s'élèvent en 2020 à 1,9 Md€. Déduction faite des dépenses d'importation (0,8 Md€), il en résulte un solde net de 1,2 Md€, en recul de 43 % par rapport à l'année précédente en euros constants. Ce recul s'explique par l'effet cumulé de la baisse du solde exportateur physique et de celle des prix à l'exportation (*cf. 1.7.1*).

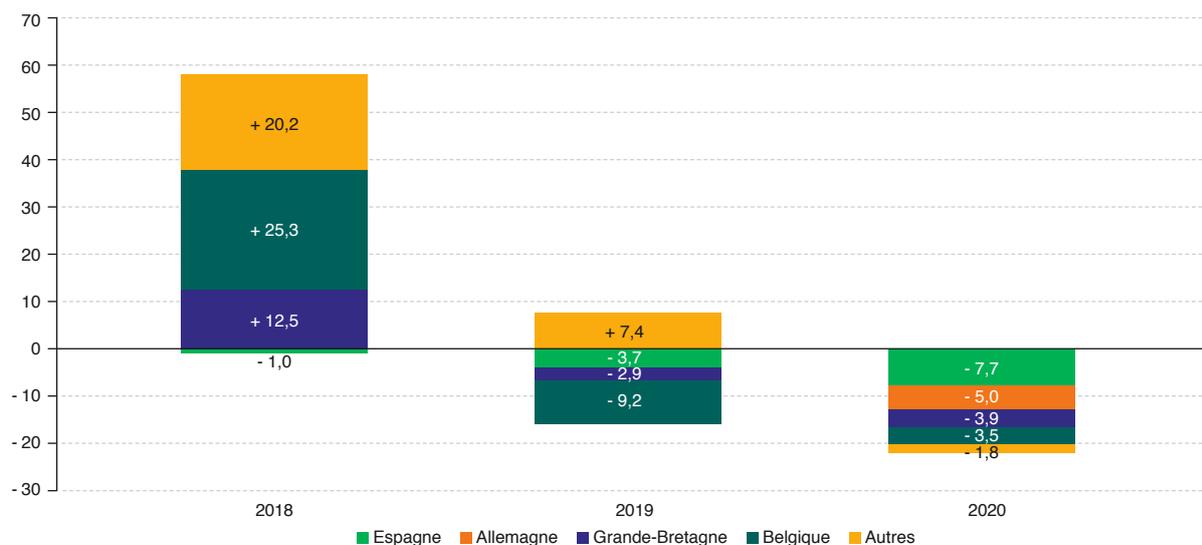
Figure 2.3.6.1 : échanges extérieurs d'électricité

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Importations	20	972	21	1 260	14	831	16	751	20	771
Exportations	61	2 103	61	2 630	76	3 784	73	2 819	65	1 941
Solde exportateur	42	1 131	40	1 370	63	2 953	58	2 068	45	1 169

Source : calculs SDES, d'après RTE, CRE, DGDDI

Figure 2.3.6.2 : contribution à l'évolution du solde exportateur d'électricité

En points de pourcentage



Source : calculs SDES, d'après RTE, CRE

partie 3

Transformation, transport et distribution d'énergie en France

— Les pertes liées à la transformation, au transport et à la distribution d'énergie diminuent de 13 % en 2020 et s'élèvent à 934 TWh. Cette forte diminution s'explique notamment par la baisse de la production d'électricité des centrales thermiques, nucléaires et classiques, qui a limité les pertes de chaleur induites. Les fortes contractions de l'activité de raffinage de pétrole et de celle de la filière fonte y contribuent également, tout comme la diminution des pertes liées à la distribution et au transport. Les achats en énergie de la branche énergie, qui s'élèvent à 17,7 Md€ en 2020, chutent de 37 %, tirés par la forte baisse des achats en pétrole brut des raffineries.



3.1 La production des raffineries de pétrole chute en volume et en valeur

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.

En 2020, la production nationale de produits raffinés, nette de la consommation propre des raffineries, s'élève à 36,9 Mtep, pour une consommation de matière première de 38,3 Mtep (*figure 3.1.1*). Elle chute de 26,7 % en raison de la baisse inédite de la demande due à la crise sanitaire (*cf. 4.2*).

Les raffineurs ont dépensé 12,2 Md€ en pétrole brut et autres charges de raffinage, pour fournir des produits finis valorisés à 13,9 Md€. En euros constants 2020, la valeur de cette production diminue quasiment de moitié par rapport à 2019 (- 46,4 %), en raison, d'une part, de la chute des quantités produites et, d'autre part, de la baisse inédite des prix. En 2020, les raffineries ont dégagé un excédent de 1,7 Md€, soit 43 € pour chaque tonne équivalent pétrole de produit à distiller utilisé, contre 60 €₂₀₂₀ l'année précédente.

Figure 3.1.1 : consommation de pétrole brut et autres charges de raffinage et production nette de produits finis des raffineries

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En Mtep	En M€ ₂₀₂₀								
Consommation de pétrole brut et autres charges de raffinage	61,1	18 596	61,1	22 742	57,3	26 456	52,3	22 903	38,3	12 283
Production nette des raffineries	58,5	22 192	58,8	27 084	55,1	29 803	50,4	26 025	36,9	13 948
Solde	-	3 596	-	4 342	-	3 346	-	3 122	-	1 665

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

Les raffineries françaises produisent principalement du gazole (36 % du total de la production en 2020), des supercarburants (22 %), des produits non énergétiques (15 %) et du fioul lourd (11 %) - (*figure 3.1.2*). Le fioul domestique et les autres gazoles représentent 7 % du total de la production nationale de produits raffinés, le kérosène 4 %, le GPL 3 %

et l'ensemble des autres produits 3 %. Cette répartition est relativement stable ces dernières années. Néanmoins, en 2020, la part des carburants routiers (gazole et supercarburants) augmente au détriment du fioul domestique, des autres gazoles et du jet kérosène, dont la demande a été très réduite du fait de la chute du transport aérien.

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

Figure 3.1.2 : production nette de produits finis des raffineries

En Mtep

	2016	2017	2018	2019	2020
Production nette des raffineries	58,5	58,8	55,1	50,4	36,9
Gazole	20,5	20,6	18,1	16,4	13,1
Supercarburants*	11,8	11,9	10,9	9,8	8,0
Produits non énergétiques**	7,4	8,2	8,1	6,9	5,5
Fioul lourd	7,2	6,0	5,5	5,9	4,2
Fioul domestique et autres gazoles	4,9	4,6	5,3	4,7	2,6
Jet kérosène	3,9	4,4	4,3	4,0	1,5
GPL	1,7	1,8	1,5	1,5	1,0
Autres***	1,1	1,3	1,2	1,2	1,1

* Y compris essence aviation.

** Naphta, bitumes, lubrifiants.

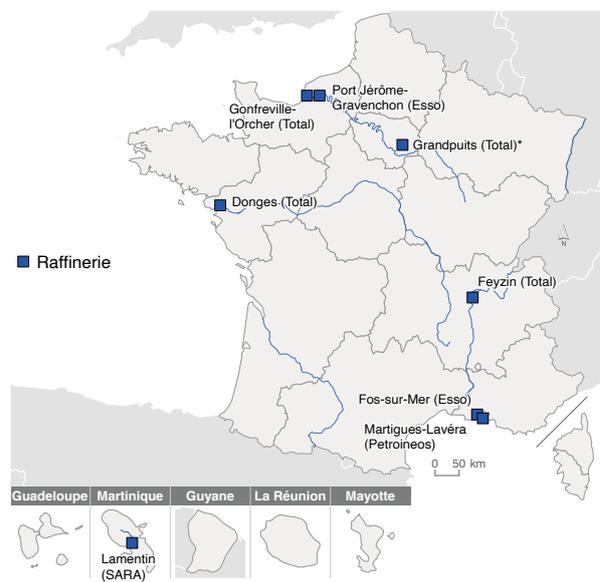
*** Coke de pétrole, pétrole lampant, autres produits.

Note : la production est nette de l'autoconsommation des raffineries. À partir de 2018, la quantité correspondant à du gazole pêche est incluse dans le poste du fioul domestique et autres gazoles, comme l'est celle du diesel marine léger (DML), et non plus dans celui du gazole. Celles de gazole non routier, utilisé dans l'agriculture et la construction notamment, sont regroupées avec le gazole routier dans le poste gazole, car il s'agit de fait du même produit sur le plan chimique.

Sources : SDES, enquête auprès des raffineries ; SARA

Depuis plusieurs années, le raffinage en Europe doit faire face à une baisse de la demande intérieure, à des normes environnementales élevées et à une concurrence internationale intense. En France, où la production nette de produits raffinés était encore supérieure à 80 Mtep en 2008, il ne restait en 2020 que huit raffineries de pétrole brut (figure 3.1.3) après la fermeture de plusieurs installations au début des années 2010. Celle de Grandpuits en Île-de-France a en outre cessé son activité de raffinage au début de l'année 2021, afin d'être reconvertie en une plateforme sans pétrole, avec une unité de production de biocarburants, une unité de bioplastiques et une unité de recyclage chimique des plastiques.

Figure 3.1.3 : raffineries de pétrole brut en 2020



* Cette installation a arrêté le raffinage de pétrole au début de l'année 2021.

Source : DGEC

3.2 Baisse modérée du coût d'acheminement du gaz

3.2.1 INJECTIONS DE BIOMÉTHANE

Outre le grisou, du biométhane, obtenu par épuration de biogaz, est injecté dans les réseaux de gaz naturel depuis 2012 (*figure 3.2.1.1*). Si les volumes concernés demeurent relativement faibles, ils progressent néanmoins rapidement avec le développement de la filière, doublant en moyenne chaque année. En 2020, 2 208 GWh ont ainsi été injectés

dans les réseaux, soit près du double de l'année précédente, pour un coût de 228 M€ et un surcoût, par rapport à l'achat de gaz naturel, de 206 M€. En fin d'année 2020, 214 installations d'une capacité d'injection de 4,0 TWh/an sont raccordées aux réseaux de gaz naturel, tandis que 1 064 projets supplémentaires, représentant une capacité de 22,6 TWh/an, sont en cours de développement.

Figure 3.2.1.1 : injections de biométhane

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₀								
Injections de biométhane	0,2	23,1	0,4	42,4	0,7	75,8	1,2	130,7	2,2	227,8
<i>dont subvention</i>	-	19,7	-	34,8	-	58,6	-	113,9	-	206,4

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

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

3.2.2 TRANSPORT, DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ NATUREL

La rémunération des gestionnaires d'infrastructures pour leur mission d'acheminement du gaz aux consommateurs finaux sur le territoire français s'élève à 6,3 Md€ en 2020, en baisse de 4,3 % en euros constants par rapport à 2019 (*figure 3.2.2.1*). La forte diminution des quantités acheminées (de l'ordre de 7 %) est atténuée par une hausse des prix facturés. La rémunération 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 Commission de régulation de l'énergie, 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 4,3 TWh en 2020, en baisse de 21,5 % par rapport à 2019, représentant une charge de 40 M€ pour les gestionnaires (*figure 3.2.2.2*). Ces derniers ont ainsi perçu une rémunération, nette de la valeur de ces pertes, d'environ 6,2 Md€ en 2020, en baisse de 3,8 % en euros constants par rapport à 2019, pour financer le développement, la maintenance et l'exploitation des infrastructures gazières ainsi que les missions associées (*figure 3.2.2.3*). Cette rémunération a crû de 1,0 % en moyenne annuelle en euros constants depuis 2011. Le réseau de transport et ceux de distribution représentent respectivement 29 % et 53 % de ces coûts d'infrastructures en 2020, contre 11 % pour les sites de stockage souterrain et 7 % pour les terminaux méthaniers.

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

Figure 3.2.2.1 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières

En M€₂₀₂₀

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Réseau de transport	1 563	1 615	1 707	1 840	1 827	1 907	1 884	1 869	1 858	1 861
<i>dont pertes</i>	77	58	105	79	75	47	60	70	43	20
Réseaux de distribution	3 000	3 122	3 479	3 229	3 386	3 614	3 549	3 533	3 521	3 302
<i>dont pertes</i>	53	65	73	45	45	34	40	51	28	17
Sites de stockage souterrain	943	846	658	719	739	676	562	712	700	659
<i>dont pertes</i>	10	14	15	9	7	6	4	11	6	3
Accès aux terminaux méthaniens	335	344	347	345	341	339	451	469	483	459
Total	5 841	5 927	6 191	6 133	6 294	6 536	6 447	6 584	6 562	6 281
<i>dont pertes</i>	141	137	192	133	127	87	104	131	77	40
Total hors pertes	5 700	5 789	5 999	6 000	6 167	6 450	6 343	6 452	6 485	6 241

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

Figure 3.2.2.2 : pertes sur les réseaux de gaz naturel (y compris pertes de stockage)

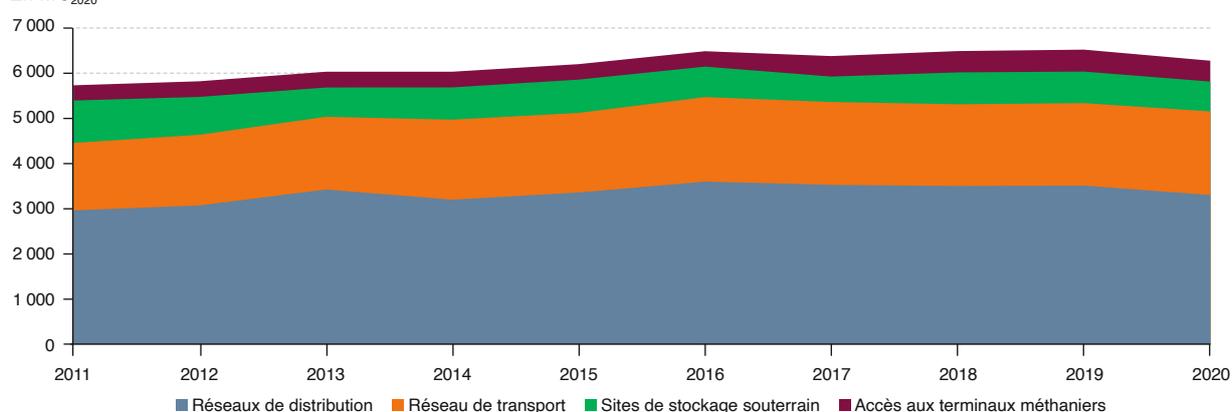
	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₀								
Réseau de transport	3,1	47	3,2	60	2,9	70	3,1	43	2,1	20
Réseaux de distribution	2,2	34	2,2	40	2,1	51	2,0	28	1,9	17
Sites de stockage souterrain	0,4	6	0,2	4	0,5	11	0,4	6	0,4	3
Total	5,7	87	5,6	104	5,5	131	5,5	77	4,3	40

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

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

Figure 3.2.2.3 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières (hors valeur des pertes physiques)

En M€₂₀₂₀



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

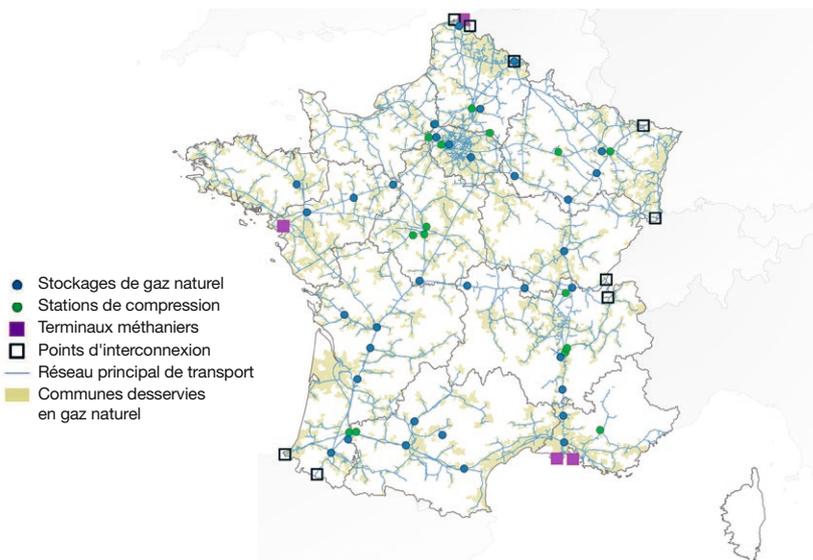
La majorité du gaz naturel consommé en France est importé par gazoduc. Le système gazier est aujourd'hui doté de sept points d'interconnexion principaux, pour une capacité d'importation cumulée d'environ 2 378 GWh/j en 2021 (figure 3.2.2.4).

Les terminaux méthaniers permettent d'accueillir les cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL), importées par voie maritime, puis de regazéifier le GNL pour pouvoir l'injecter dans le réseau. Ils sont au nombre de quatre, répartis sur trois sites distincts : Fos Cavaou, Fos Tonkin, tous deux situés à Fos-sur-Mer, Montoir-de-Bretagne et Loon-Plage (Dunkerque). La société Elengy gère les terminaux de Fos Tonkin et Montoir-de-Bretagne, tandis que Fosmax LNG gère celui de Fos Cavaou, l'accès à ces trois terminaux étant régulé par la CRE. Le terminal de Loon-Plage, dont la mise en service commercial a eu lieu en janvier 2017, est géré par Dunkerque LNG et bénéficie pour une durée de vingt ans d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire.

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 sont exploités par deux opérateurs : Storengy (neuf

sites en nappes aquifères, trois en cavités salines, un en gisement épuisé) 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). Depuis novembre 2018, une place de marché unique assure l'équilibrage du réseau. 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 96 % du marché, 24 entreprises locales de distribution (ELD), ainsi que quelques autres sociétés, se répartissant le reste.

Figure 3.2.2.4 : infrastructures gazières françaises en 2020 (hors réseaux de distribution)



Sources : GRTgaz ; Storengy ; Teréga

3.3 La transformation de charbon : net repli 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, comme c'est le cas en France où, fin 2020, deux cokeries sont encore en activité, à Dunkerque et Fos-sur-Mer.

En 2020, la consommation nette des cokeries diminue fortement (- 24 % sur un an, à 5,1 TWh) - (figure 3.3.1.1). Comme dans de nombreux secteurs de l'économie française, la crise sanitaire a entraîné une importante baisse de l'activité.

Dans ce contexte, l'arrêt définitif de la cokerie de Florange, déjà prévu pour des raisons économiques et environnementales, a été avancé à mai 2020. Les cokeries françaises ont transformé 26,2 TWh de charbon primaire en 19,0 TWh 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 5,4 TWh de gaz fatals, dont une partie (0,6 TWh en 2020) 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 300 M€ en 2020. Elle est entraînée à la baisse par le recul de la consommation mais aussi la chute des prix (cf. 1.4).

Figure 3.3.1.1 : consommation et production des cokeries

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Consommation totale	37,8	476	41,6	969	41,3	823	40,0	761	29,6	421
Charbon primaire	35,6	430	37,0	848	36,4	743	35,5	684	26,2	364
Gaz dérivés	2,2	46	4,6	121	4,8	80	4,5	77	3,4	57
Production totale	32,0	869	34,1	1 225	34,0	1 256	33,2	1 249	24,5	721
Charbon dérivé	25,3	730	26,3	964	26,4	1 084	25,6	1 081	19,0	604
Gaz dérivés	6,6	139	7,8	261	7,7	172	7,6	167	5,4	117
Consommation totale nette	5,8	-	7,4	-	7,2	-	6,7	-	5,1	-
Marge de cokéfaction	-	393	-	256	-	433	-	488	-	300

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 peut être utilisée directement, 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.

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

Six hauts-fourneaux sont encore en activité en France. Trois se situent dans le complexe sidérurgique de Dunkerque, deux dans celui de Fos-sur-Mer et un à Pont-à-Mousson.

En 2020, les hauts-fourneaux ont consommé 42,5 TWh de produits charbonniers, dont 20,9 TWh 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 30,6 TWh. Cette consommation est en baisse sensible par rapport à 2019, suivant celle de la production de fonte (figure 3.3.2.2). En effet, plusieurs hauts-fourneaux ont été fermés en raison de la crise sanitaire. La dépense correspondante s'établit à 0,8 milliard d'euros, en diminution sur un an, les volumes ainsi que les prix ayant chuté.

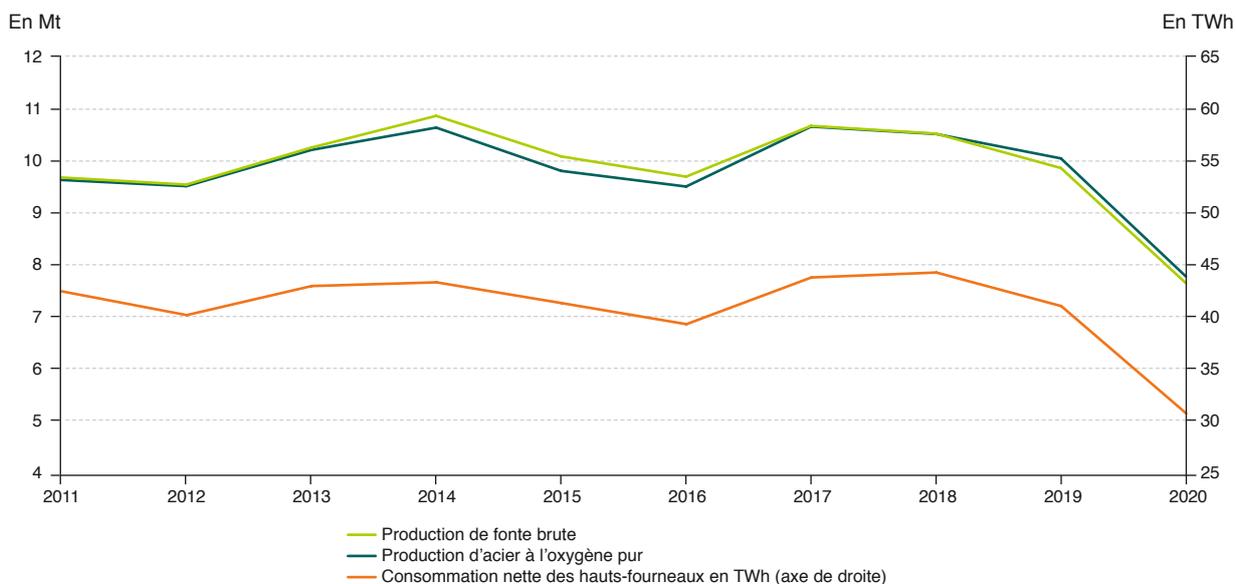
Figure 3.3.2.1 : consommation et production des hauts-fourneaux

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Consommation totale	51,3	1 294	60,6	1 822	60,8	1 703	56,3	1 763	42,5	1 068
Charbon primaire	17,6	282	21,2	524	20,6	465	18,3	394	14,1	212
Charbon dérivé	25,2	835	27,0	1 002	28,3	1 046	27,3	1 186	20,9	728
Gaz dérivés	8,4	177	12,4	296	11,9	192	10,7	183	7,5	128
Production totale	11,8	247	16,5	552	16,3	363	15,1	334	11,9	255
Gaz dérivés	11,8	247	16,5	552	16,3	363	15,1	334	11,9	255
Consommation totale nette	39,5	1 047	44,1	1 271	44,6	1 340	41,2	1 429	30,6	813

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 TWh)



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.

Source : calculs SDES

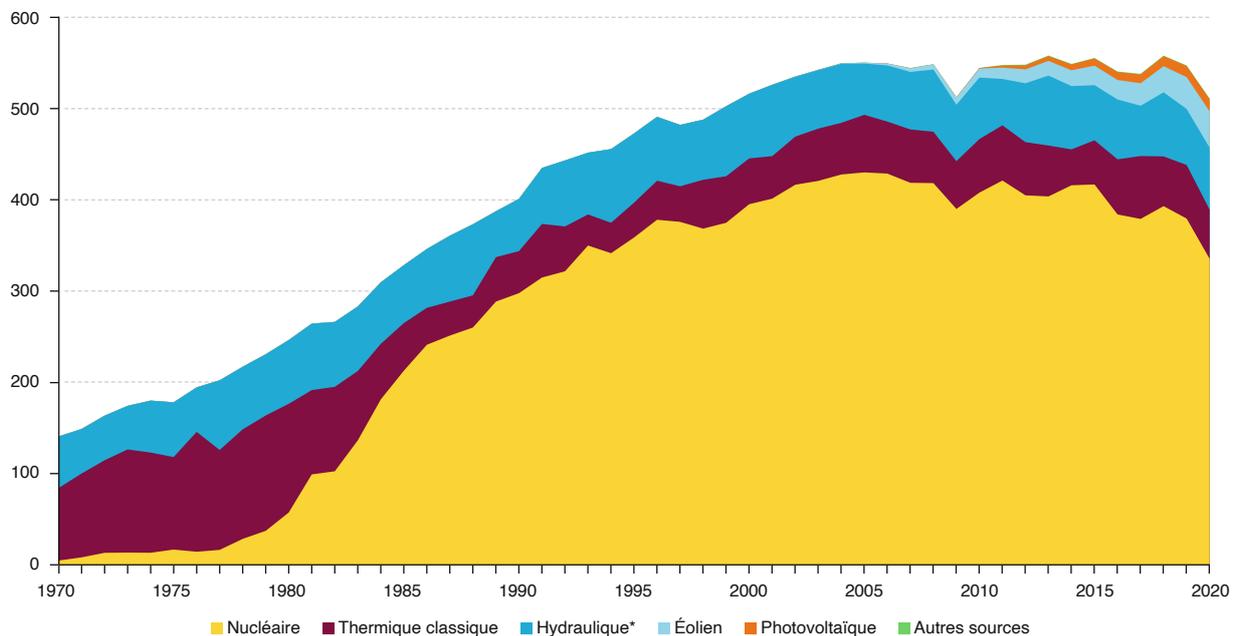
3.4 Baisse de la production d'électricité en raison du recul de la production nucléaire

3.4.1 PRODUCTION NETTE D'ÉLECTRICITÉ

La production d'électricité, nette de la consommation des auxiliaires et des pertes dans les transformateurs des centrales, s'établit à 511 TWh en 2020. Elle diminue de 6,6 % par rapport à 2019. Le nucléaire représente 65,7 % de la production totale d'électricité, devant l'hydraulique (13,3 %), le thermique classique (10,5 %), l'éolien (7,8 %) et le

photovoltaïque (2,6 %). En excluant les années 2009 et 2020, très singulières, la production nette d'électricité est relativement stable depuis le milieu des années 2000. Sa composition varie surtout selon la disponibilité du parc nucléaire et l'activité des barrages hydrauliques, même si l'éolien et le photovoltaïque occupent une place croissante dans le bouquet de production (figures 3.4.1.1 et 3.4.1.2).

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Production nucléaire	384		379		393		379		335	
<i>dont Arenh</i>	0	0	82	3 616	96	4 200	120	5 184	126	5 300
Production hydraulique*	65		55		70		61		66	
<i>dont hydraulique sous OA</i>	6	453	5	397	7	527	6	505	7	540
<i>dont subventions OA</i>		228		168		211		230		278
Production éolienne	21		25		29		35		40	
<i>dont éolien sous OA</i>	21	1 955	24	2 233	28	2 603	34	3 095	39	3 525
<i>dont subventions OA</i>		1 062		1 165		1 234		1 647		1 965
Production photovoltaïque	9		10		11		12		13	
<i>dont photovoltaïque sous OA</i>	9	3 180	10	3 350	11	3 366	12	3 620	13	3 578
<i>dont subventions OA</i>		2 855		2 930		2 803		3 106		3 149
Production thermique renouvelable et géothermie	9		9		10		10		10	
<i>dont sous OA</i>	7	839	7	916	8	1 030	8	1 122	8	1 175
<i>dont subventions OA</i>		527		581		654		749		804
Production thermique non renouvelable	52		60		45		49		44	
<i>dont sous OA</i>	11	1 931	12	2 047	12	2 288	12	2 401	12	2 225
<i>dont subventions OA</i>		1 358		1 381		1 634		1 712		1 558
Autre (Interconnexion**)		37		39		44		44		31
<i>dont subventions</i>		3		5		13		8		-7
Production subventionnée hors OA en ZNI***	2	900	3	877	3	869	2	907	3	837
<i>dont subventions</i>		652		624		606		647		632
Total production France entière	540		538		558		547		511	
Subventions totales (y compris interconnexions et charges de péréquation dans les ZNI)		6 685		6 855		7 156		8 099		8 380

* Y compris énergies marines.

** Interconnexion : correspond à l'électricité achetée via la liaison à courant continu Italie-Corse-Sardaigne.

*** 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.

Source : calculs SDES

Nucléaire

En raison d'une moindre demande et d'une moindre disponibilité des centrales, la production nette d'électricité nucléaire recule de 11,6 % en 2020, à 335 TWh, à son niveau de la fin des années 1990 (cf. 2.2.2). Un peu plus d'un tiers de la production nucléaire, soit 126 TWh, a été rachetée à EDF par les fournisseurs alternatifs ainsi que par les gestionnaires de réseaux pour la couverture de leurs pertes, dans le cadre du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh), pour un montant de 5,3 Md€.

Hydraulique

La production hydraulique nette (y compris énergies marines) rebondit en 2020 (+ 8,0 %) et s'établit à 66 TWh (cf. 2.2.3), principalement grâce à un stock hydraulique très élevé début 2020 à la suite des précipitations importantes fin 2019.

Un peu plus de 4,4 TWh (6,5 % de la production) sont produits par des stations de transfert d'énergie par pompage (Step) qui permettent de stocker de l'électricité en pompant l'eau d'une retenue inférieure à une retenue supérieure pour la turbiner en sens inverse ultérieurement.

En 2020, 7 TWh sont produits dans le cadre de contrats d'obligation d'achat ou compléments de rémunération. Auparavant, le tarif d'achat ne concernait que les installations de moins de 12 MW. Depuis le 30 mai 2016, ne sont éligibles à de nouveaux contrats d'obligation d'achat que les installations de moins de 500 kW. Un complément de rémunération en guichet ouvert est possible pour les installations de moins de 1 MW et sur appel d'offre pour les installations de puissance comprise entre 1 MW et 4,5 MW. Ces installations ont revendu leur production aux acheteurs obligés pour 540 M€.

Éolien

La production éolienne progresse à nouveau en 2020, augmentant de 14,4 % sur un an, pour s'établir à 40 TWh (cf. 2.2.3). Le coût pour l'État du soutien à l'électricité d'origine éolienne augmente plus rapidement, en raison de la baisse conjoncturelle importante des prix de gros en 2020, qui détermine le niveau de subvention, pour atteindre 2,0 Md€ (+ 19 %).

Solaire photovoltaïque

La production solaire photovoltaïque progresse sur un an de 9,6 % en 2020, à 13 TWh (cf. 2.2.3). Le champ couvert par cette production inclut depuis l'édition 2019 la production photovoltaïque autoconsommée, s'élevant à 0,3 TWh en 2020. La filière photovoltaïque demeure celle dont le soutien par l'État, via les dispositifs d'obligation d'achat et de complément 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 (3,1 Md€ en 2020) augmente moins rapidement que les volumes achetés correspondants.

Thermique classique

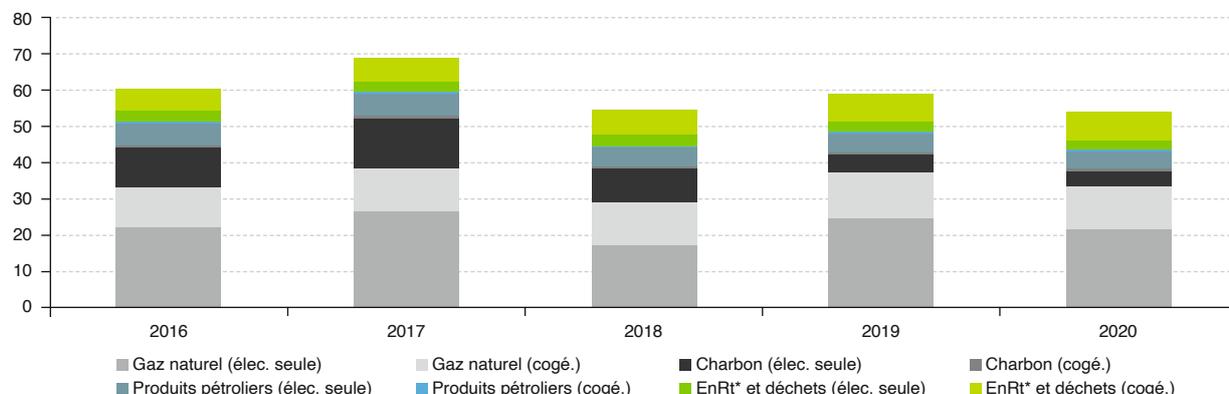
L'ajustement de l'offre à la demande d'électricité est, pour l'essentiel, assuré par la filière thermique classique, dont les moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement selon les besoins. La réduction de la demande d'électricité en 2020 a entraîné un recul de la production thermique de 8 %. Celle-ci s'établit à 54 TWh en 2020 (figure 3.4.1.3). En baisse régulière au début de la décennie, du fait de la fermeture de centrales à charbon et au fioul pour des raisons environnementales, elle a ensuite augmenté modérément dans un contexte de repli de la production nucléaire, de regain d'activité des centrales au gaz naturel et de développement de la production d'électricité à partir de biomasse et de biogaz.

Parmi les centrales thermiques ne produisant que de l'électricité, celles fonctionnant au gaz naturel affichent en moyenne le meilleur rendement, convertissant approximativement la moitié de l'énergie contenue dans le combustible en électricité. 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'obligation d'achat ou de celui des compléments de rémunération. La production électrique dans le cadre de ces dispositifs s'est élevée à 20 TWh en 2020, subventionnés à hauteur de 2,4 Md€.

Figure 3.4.1.3 : production thermique classique nette par type de combustibles

En TWh



* EnRt : énergies renouvelables thermiques.

Note : en 2020, 33 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 sur la production d'électricité

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

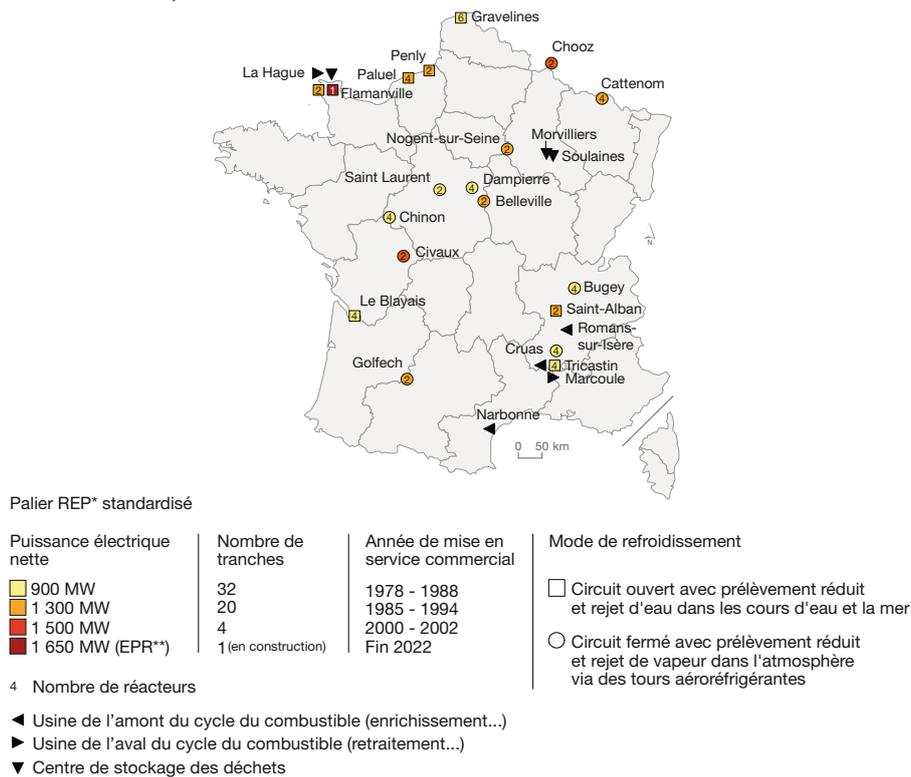
Sur l'ensemble des filières de production, ce sont, au total, 78 TWh d'électricité qui sont vendus aux acheteurs obligés ou bénéficient de compléments de rémunération en 2020, pour un montant de 11,0 Md€, dont plus de la moitié subventionnée par l'État dans le cadre des mécanismes d'obligation d'achat et de complément de rémunération.

Par ailleurs, des compensations, de l'ordre de 1,9 Md€ en 2020, 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 2020



* REP réacteur à eau pressurisée.

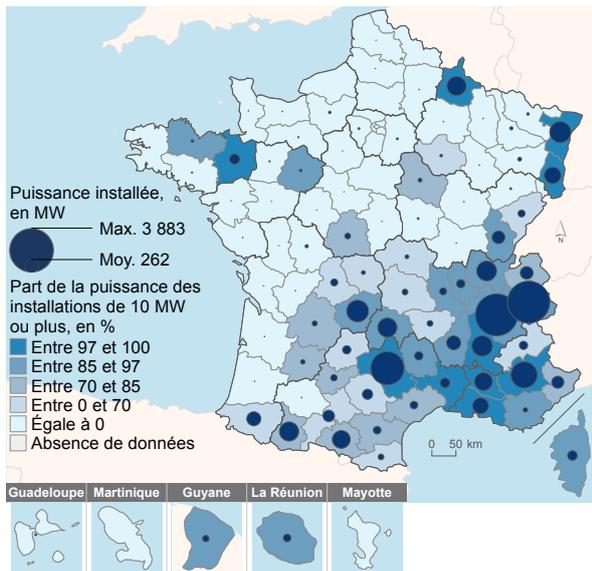
** EPR réacteur pressurisé européen.

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.

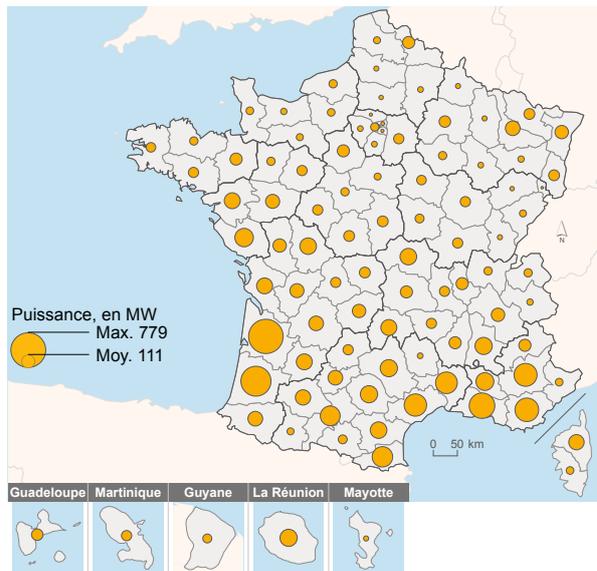
partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France

Figure 3.4.1.5 : puissance hydraulique (hors pompages, y compris énergies marines) raccordée au réseau au 31 décembre 2020



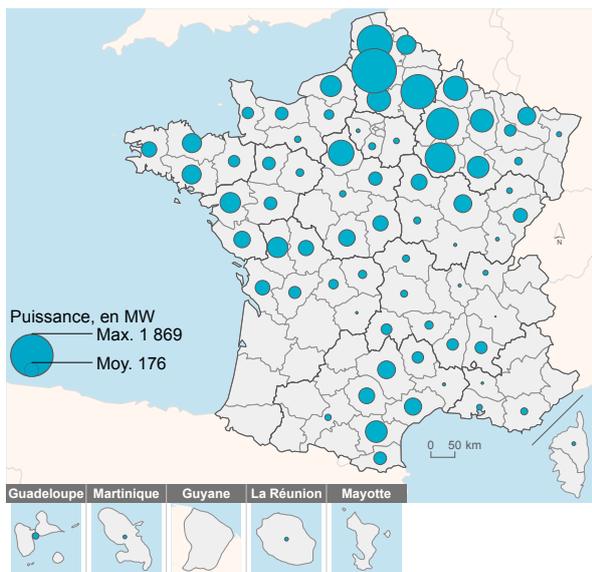
Source : calculs SDES, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

Figure 3.4.1.7 : puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2020
En MW



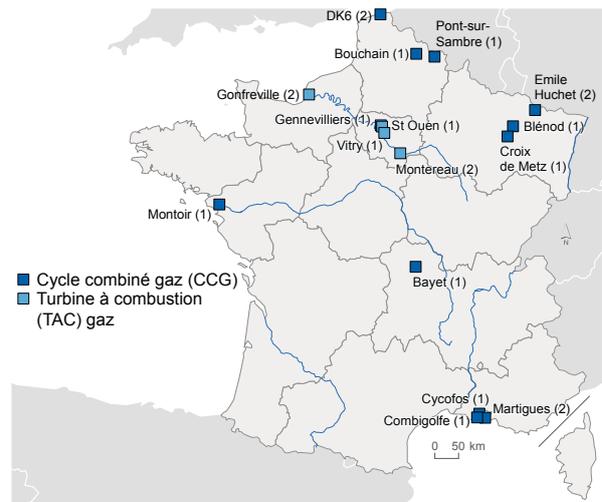
Source : calculs SDES, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.6 : puissance éolienne raccordée au réseau au 31 décembre 2020
En MW



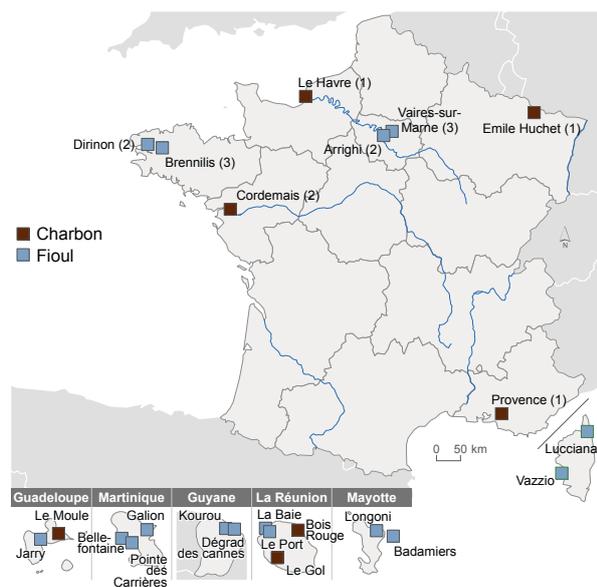
Source : calculs SDES, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.8 : centrales au gaz naturel, situation au 31 décembre 2020



Source : RTE

Figure 3.4.1.9 : centrales à charbon et au fioul, situation au 31 décembre 2020



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 106 000 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, 117 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'élève à 14,8 Md€ en 2020 (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 36 TWh en France en 2020, entraînant une charge de 1,7 Md€ pour les gestionnaires. Nette de la valeur de ces pertes (qui, *in fine*, constitue une rémunération des producteurs), une rémunération de 13,1 Md€ en 2020 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, diminue de 1,6 % en 2020, en raison d'une baisse de 4,3 % des volumes de consommation sur un an.

Les réseaux de distribution et le réseau de transport contribuent respectivement à hauteur de 73 % et 27 % au coût total d'acheminement de l'électricité en 2020. Les coûts unitaires en 2020 sont légèrement supérieurs aux leurs de 2019, sauf pour le réseau de transport.

Figure 3.4.2.1 : utilisation des réseaux d'électricité

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Réseau de transport	449	4 199	446	4 371	441	4 464	436	4 386	418	4 072
dont pertes	11	494	11	528	11	462	11	471	11	500
Réseaux de distribution	408	10 929	406	10 821	403	10 838	399	10 706	385	10 775
dont pertes	26	1 241	27	1 226	28	1 250	27	1 230	25	1 224
Utilisation des réseaux	484	15 128	482	15 192	478	15 302	472	15 092	452	14 847
dont pertes	37	1 735	39	1 754	39	1 712	38	1 701	36	1 724

Note : le réseau de transport a acheminé 418 TWh d'électricité en 2020 et a perçu pour cela une rémunération de 4 072 M€, dont 500 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 commercialisée : la part des énergies renouvelables est croissante

En 2020, 48 TWh de chaleur destinée à la vente ont été produits en France. Nets des pertes de distribution, ce sont *in fine* 43 TWh qui ont été livrés aux consommateurs, dont plus de la moitié proviennent des réseaux de chaleur.

3.5.1 RÉSEAUX DE CHALEUR

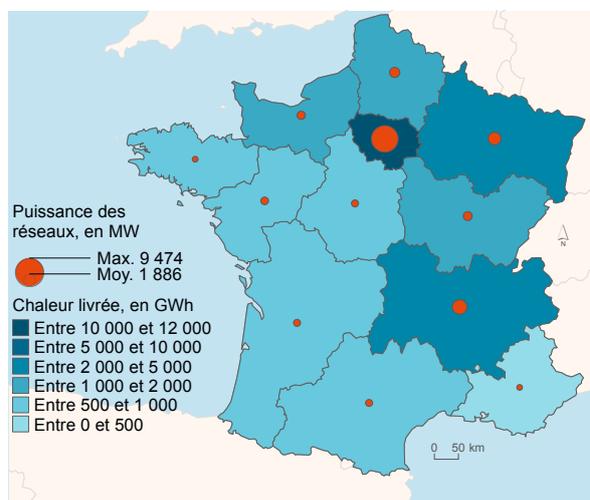
Les réseaux de chaleur sont généralement mis en place par des collectivités locales afin de chauffer, à partir d'une chaufferie collective, des bâtiments publics ou privés situés sur leur territoire. Des réseaux peuvent également être d'initiative privée. Leur taille varie fortement, allant du petit réseau de chaleur biomasse situé en zone rurale jusqu'à celui de Paris, de taille très importante et alimenté par de multiples centrales de production (figure 3.5.1.1). Les réseaux de chaleur sont particulièrement adaptés aux zones urbaines denses. Ils permettent également d'exploiter une ressource locale, difficile d'accès ou à mobiliser, comme la géothermie, ou la récupération de chaleur auprès d'une unité d'incinération d'ordures ménagères ou d'un site industriel par exemple. En 2020, on dénombre 833 réseaux de chaleur en France, d'une puissance thermique totale d'environ 23 GW, dont près de 10 GW concentrés dans la seule région Île-de-France.

En 2020, les réseaux ont livré aux consommateurs plus de 25 TWh de chaleur (nette des pertes de distribution), en baisse de 0,9 % par rapport à 2019. 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, en incluant le biogaz, représente 36 % de leur consommation, suivi de la chaleur issue de la valorisation des déchets urbains (27 %) et de la biomasse (22 %). Le fioul et le charbon, autrefois prépondérants, déclinent et ne représentent plus que 3 % du bouquet énergétique des réseaux (contre 60 % en 1990). À l'inverse, la part des énergies renouvelables a plus que

doublé depuis 2010, pour atteindre 44 % en 2020 (après 43 % en 2019) - (figures 3.5.1.2 et 3.5.1.3). En incluant les énergies de récupération telles que la partie non renouvelable des déchets urbains ou la chaleur industrielle récupérée, la part d'énergies renouvelables et de récupération atteint 59 %² en 2020.

Près d'un quart des réseaux de chaleur (24 %) possèdent un équipement de cogénération. En 2020, la chaleur produite par cogénération dans les réseaux de chaleur, puis livrée aux consommateurs, représente environ 4,5 TWh (soit 13 % du total des livraisons des réseaux).

Figure 3.5.1.1 : puissance thermique et chaleur livrée par les réseaux de chaleur en 2020



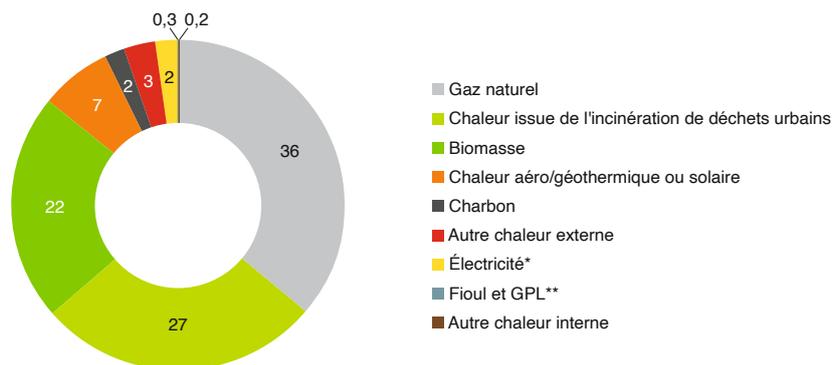
Source : SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

² Ce taux diffère de celui publié par le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU) dans son rapport annuel en raison de différences méthodologiques. En particulier, contrairement au calcul du SNCU, les garanties d'origine biométhane ne sont pas comptabilisées ici comme énergies renouvelables, la logique du bilan de l'énergie étant de retracer des flux physiques.

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

Figure 3.5.1.2 : bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2020

En %



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

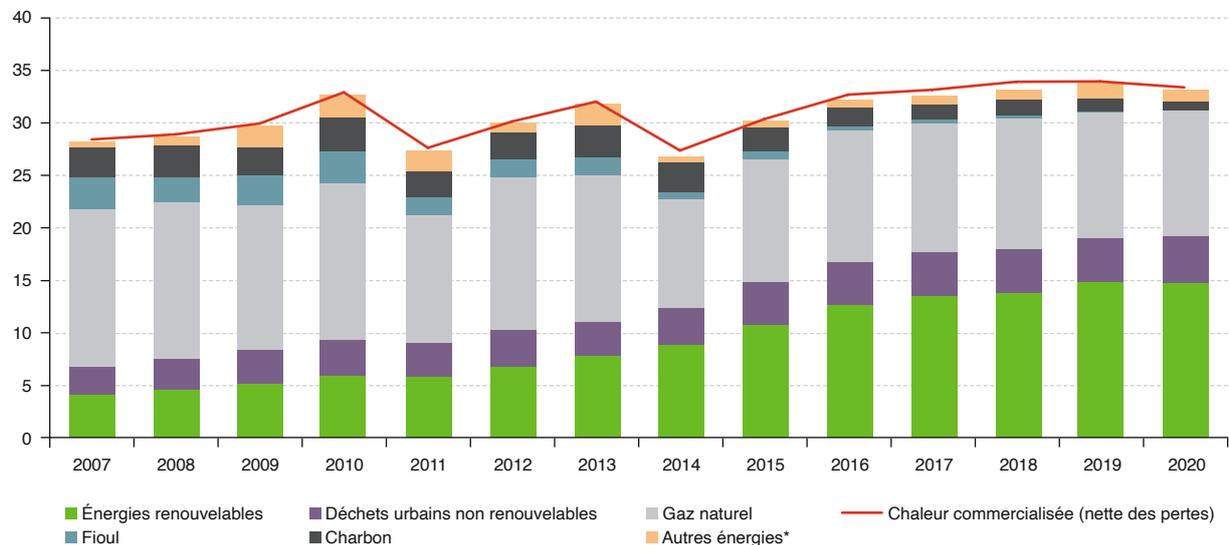
** GPL : gaz de pétrole liquéfié.

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 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 2020, les installations de production d'électricité avec procédé thermique de cogénération (hors réseaux de chaleur munis d'un tel équipement) ont produit 44 TWh de chaleur, dont 21 TWh ont été livrés, nets des pertes de distribution, à des utilisateurs tiers (*figure 3.5.2.1*). Tout le reste, soit 52 % de la chaleur produite par cogénération, correspond, outre les pertes, à de la chaleur autoconsommée, c'est-à-dire utilisée par le producteur lui-même. En effet, une très large

part de la chaleur produite par cogénération est générée 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. Leur production de chaleur non vendue n'est pas identifiée en tant que telle dans le bilan, se retrouvant dans les consommations des différents combustibles.

En 2020, la chaleur produite par cogénération l'a principalement été en brûlant du gaz naturel (41 %), des déchets urbains (ménagers, hospitaliers et du tertiaire : 16 %) et du bois (11 %).

Figure 3.5.2.1 : production de chaleur par cogénération en 2020 (hors réseaux de chaleur)

En TWh (données non corrigées des variations climatiques)

	Électricité issue de la cogénération, hors réseaux de chaleur	Chaleur issue de la cogénération, hors réseaux de chaleur		
		Total chaleur	Chaleur commercialisée (nette des pertes de distribution)	Pertes et chaleur autoconsommée
Production totale	17,6	44,1	21,0	23,1
Produits charbonniers	0,6	2,0	0,3	1,7
Produits pétroliers	0,4	4,3	0,1	4,2
Gaz naturel	8,9	17,9	7,8	10,1
Déchets	2,4	7,4	6,1	1,2
<i>dont déchets urbains</i>	<i>2,3</i>	<i>7,2</i>	<i>6,0</i>	<i>1,2</i>
Bois et résidus agricoles	1,7	5,0	3,7	1,2
Résidus de papeterie, liqueur noire	0,6	3,9	1,6	2,3
Biogaz	2,3	1,9	0,2	1,6
Autres combustibles	0,7	1,7	1,1	0,6

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

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

partie 4

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

— La consommation d'énergie primaire de la France baisse de 9,8 % en 2020 par rapport à 2019, pour s'établir à 2 572 TWh, niveau qui n'avait plus été observé depuis les années 1980. Cette baisse s'explique essentiellement par la crise sanitaire mais les températures hivernales historiquement douces en 2020 y contribuent également : après correction des variations climatiques (CVC), elle est ramenée à 8,2 %. La consommation finale diminue, quant à elle, de 5,5 % à climat corrigé. Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 144,2 Md€ en 2020 pour satisfaire leurs besoins en énergie. Les produits pétroliers représentent près de la moitié de cette dépense nationale en énergie et l'électricité plus d'un tiers, loin devant les autres énergies.

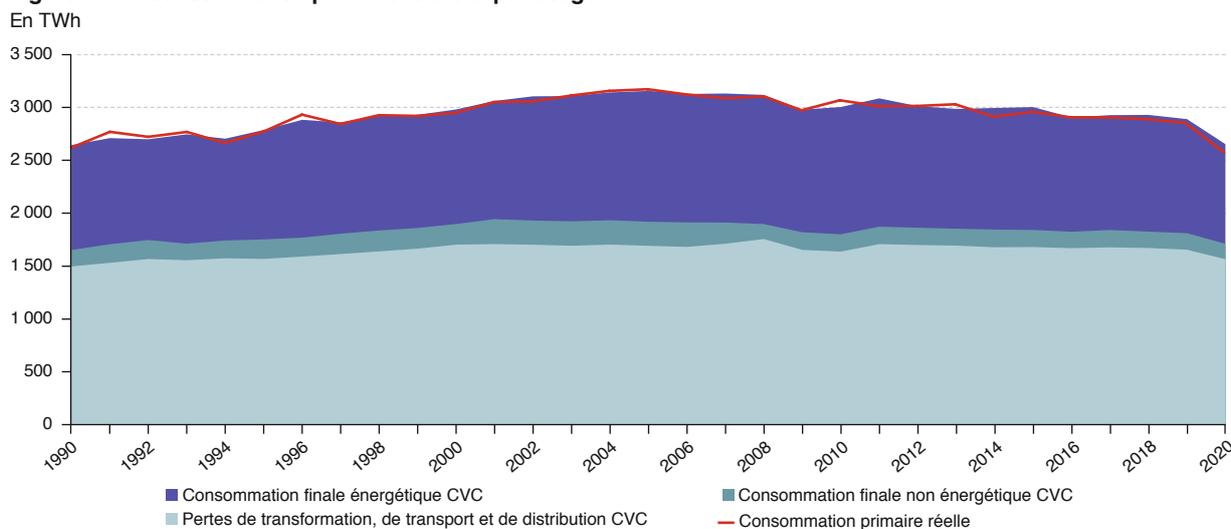


4.1 La crise sanitaire et la météo font chuter la consommation primaire en 2020

Alors qu'elle tendait à décroître modérément depuis le milieu des années 2000, la consommation d'énergie primaire de la France chute de 9,8 % en 2020 par rapport à 2019, pour s'établir à 2 572 TWh (figure 4.1.1). Après correction des variations climatiques (CVC), la baisse est un peu moins marquée (- 8,2 %). En effet, les besoins de chauffage ont été moins importants en 2020 qu'en 2019, du fait de températures hivernales historiquement douces en 2020. Le nombre de

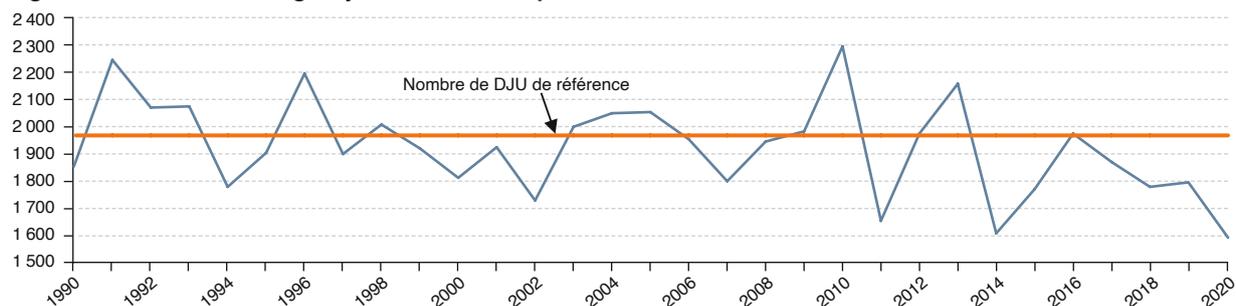
degrés-jours unifiés (DJU) s'établit ainsi à son plus bas niveau depuis que les températures sont mesurées (figure 4.1.2). Au-delà de cet effet du climat, la chute de la consommation primaire en 2020 s'explique par la crise sanitaire, qui a fortement réduit la demande d'énergie dans les transports et le secteur productif. Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de consommation d'énergie (cf. encadré), la consommation primaire a baissé de 11,9 %, à climat corrigé.

Figure 4.1.1 : consommation primaire totale et par usage



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 DROM.
 Source : calculs SDES

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



Source : calculs SDES, d'après Météo-France

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

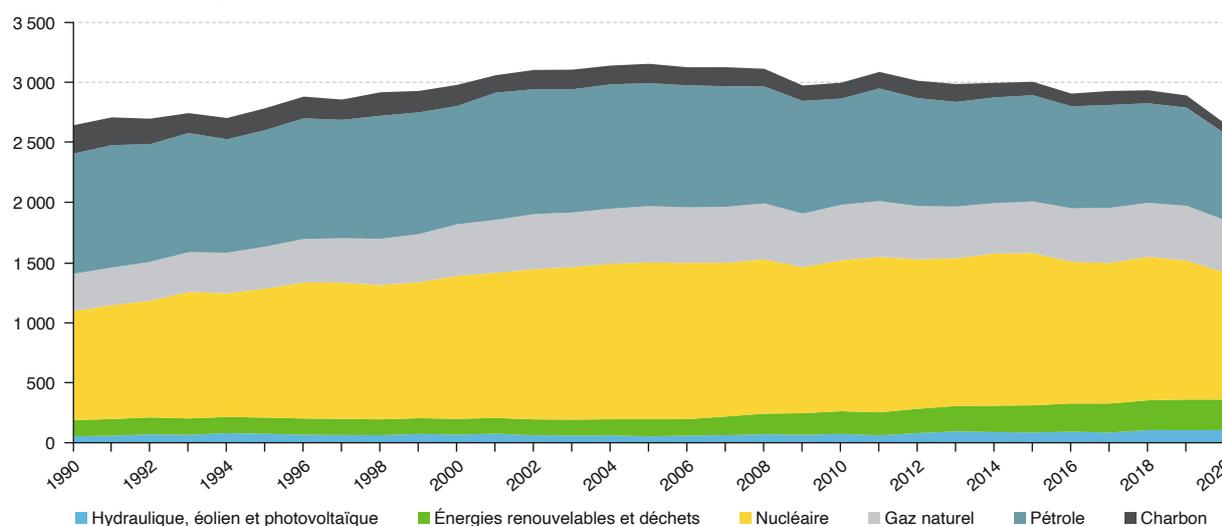
La baisse de la consommation primaire en 2020 concerne aussi bien la consommation finale que les pertes de transformation, de transport et de distribution d'énergie. Ces dernières (qui correspondent à la différence entre la consommation primaire et la consommation finale, à l'écart statistique près) diminuent de 13,0 % à climat réel et de 12,7 % à climat corrigé, en raison principalement du recul de la production nucléaire et des pertes de chaleur induites (cf. 2.2.2). La consommation finale d'énergie s'établit à 1 638 TWh en données réelles, dont 146 TWh pour les usages non énergétiques. Ceux-ci, majoritairement concentrés dans la pétrochimie, diminuent de 6,7 % en 2020. La consommation

finale à usage énergétique, de 1 492 TWh, diminue, quant à elle, de 7,9 % à climat réel et de 5,4 % à climat corrigé (cf. 5.1).

Les poids du nucléaire, du pétrole et du charbon dans le mix énergétique déclinent en 2020 (figure 4.1.3). En effet, à climat constant, les consommations primaires de ces trois formes d'énergie baissent respectivement de 10,2 %, 11,9 % et 25 %. À l'inverse, les énergies renouvelables, électriques et thermiques, ainsi que le gaz naturel pèsent davantage dans la consommation primaire totale en 2020 qu'en 2019. Le bouquet énergétique primaire CVC se compose de 39 % de nucléaire, 28 % de pétrole, 17 % de gaz, 14 % d'énergies renouvelables et déchets et 2 % de charbon.

Figure 4.1.3 : consommation primaire par forme d'énergie

En TWh (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 DROM.

Source : calculs SDES

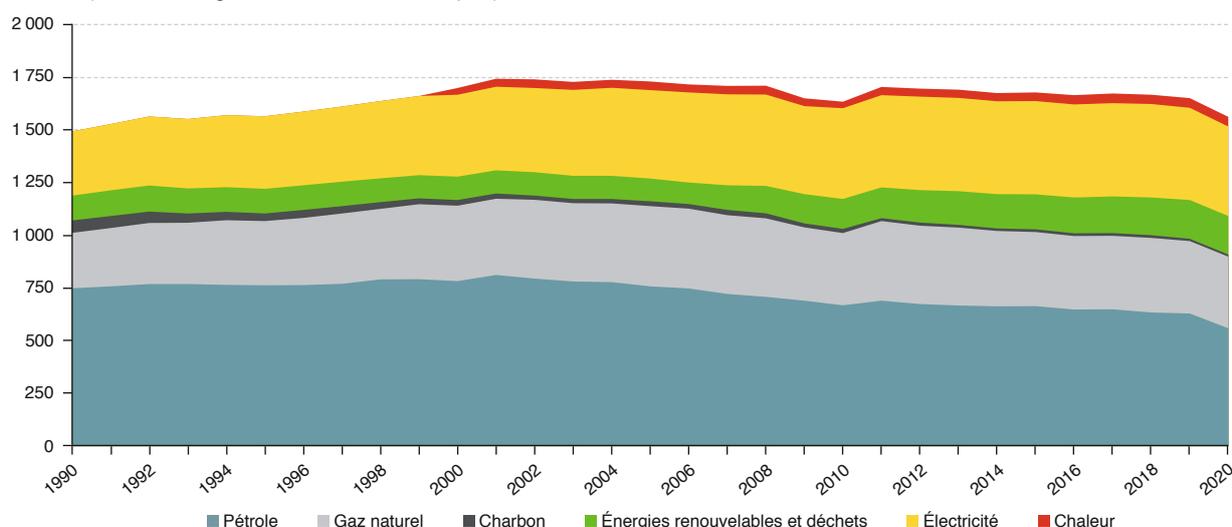
Le bouquet énergétique final CVC reste, quant à lui, dominé par le pétrole. Ce dernier subit moins de pertes lors du processus de transformation de l'énergie que la chaleur nucléaire, dont seul un tiers est converti en électricité (figure 4.1.4). Les produits pétroliers représentent ainsi 36 % de la consommation finale à usage énergétique, devant

l'électricité (27 %), le gaz (22 %), les énergies renouvelables et les déchets (12 %), 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 2020, 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 TWh (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 DROM.

Source : calculs SDES

Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 144,2 Md€ en 2020 pour satisfaire leurs besoins en énergie, montant en baisse de 16,2 % en euros constants par rapport à 2019 (figure 4.1.5). Les produits pétroliers représentent près de la moitié de cette dépense nationale en

énergie et l'électricité plus 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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En Md€ ₂₀₂₀								
Charbon (hors hauts-fourneaux)	16,2	0,3	16,5	0,4	17,3	0,4	14,1	0,4	12,5	0,3
Charbon : hauts-fourneaux	39,5	1,0	44,1	1,3	44,6	1,3	41,2	1,4	30,6	0,8
Produits pétroliers	787,4	73,2	795,1	81,4	768,1	90,4	765,8	88,7	684,2	65,5
Gaz naturel	363,3	18,5	354,0	18,1	350,8	19,4	342,7	19,1	319,8	16,1
Énergies renouvelables et déchets	170,6	4,7	170,5	4,9	171,8	4,8	177,1	4,7	166,8	4,1
Électricité	442,7	53,7	439,4	53,4	437,1	53,9	431,7	55,2	411,4	55,2
Chaleur	44,1	2,4	45,3	2,5	42,9	2,7	44,8	2,6	43,4	2,4
Consommation finale (hors hauts-fourneaux)	1824,3	152,9	1820,8	160,7	1788,1	171,5	1776,2	170,7	1638,1	143,4
Dépense nationale en énergie (y compris hauts-fourneaux)		153,9		162,0		172,9		172,1		144,2

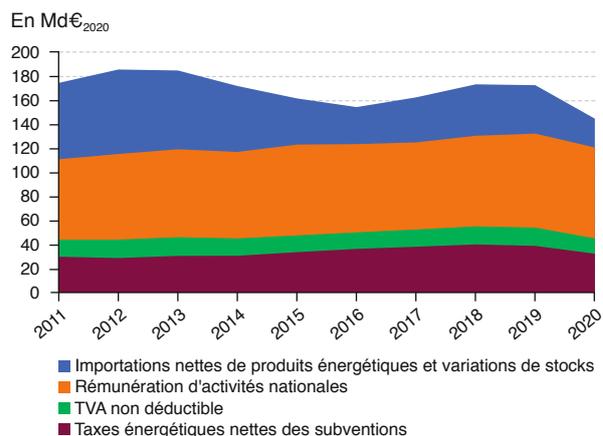
Note : conformément aux conventions statistiques internationales relatives à la comptabilité physique de l'énergie, les hauts-fourneaux sont exclus de la consommation finale. Dans le cadre du bilan monétaire, ils sont en revanche inclus dans l'industrie et dans la dépense nationale en énergie.

Source : calculs SDES

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 et des variations de stocks de produits énergétiques représente 23,9 Md€, les taxes énergétiques (nettes des subventions aux énergies renouvelables) 32,2 Md€ et la TVA non déductible 12,7 Md€ (figure 4.1.6). Le solde, soit 75,5 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 en énergie, qui a atteint un pic en 2012 à 185,2 Md€₂₀₂₀, baisse de 16 % en 2020 par rapport à 2019 en euros constants. Le coût des échanges extérieurs, réduit de 41 % en 2020 sous l'effet cumulé de la baisse des volumes importés et de celui des prix internationaux, contribue le plus à cette évolution. Le montant des taxes énergétiques (nettes des subventions), dont les principaux taux nominaux ont été inchangés en 2020, baisse de 17 % du fait de la baisse de consommation, notamment en matière de carburants. La TVA non déductible collectée diminue dans une proportion proche. Enfin, les revenus captés par les entreprises nationales diminuent de 3 %. Le secteur du raffinage, dont la valeur ajoutée est négative en 2020, a particulièrement été affecté par la crise sanitaire.

Figure 4.1.6 : décomposition de la dépense nationale en énergie



Source : calculs SDES

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

La loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 et celle relative à l'énergie et au climat de 2019 ont fixé comme objectifs de diviser par deux la consommation finale d'énergie à horizon 2050 et de réduire la consommation primaire d'énergies fossiles de 40 % en 2030, par rapport à 2012.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) relative à la France continentale, dans sa deuxième version adoptée en avril 2020, donne des cibles intermédiaires de réduction de la consommation d'énergie par rapport à 2012, et les décline par forme d'énergie :

- 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 Forte baisse de la consommation et, plus encore, de la dépense en produits pétroliers

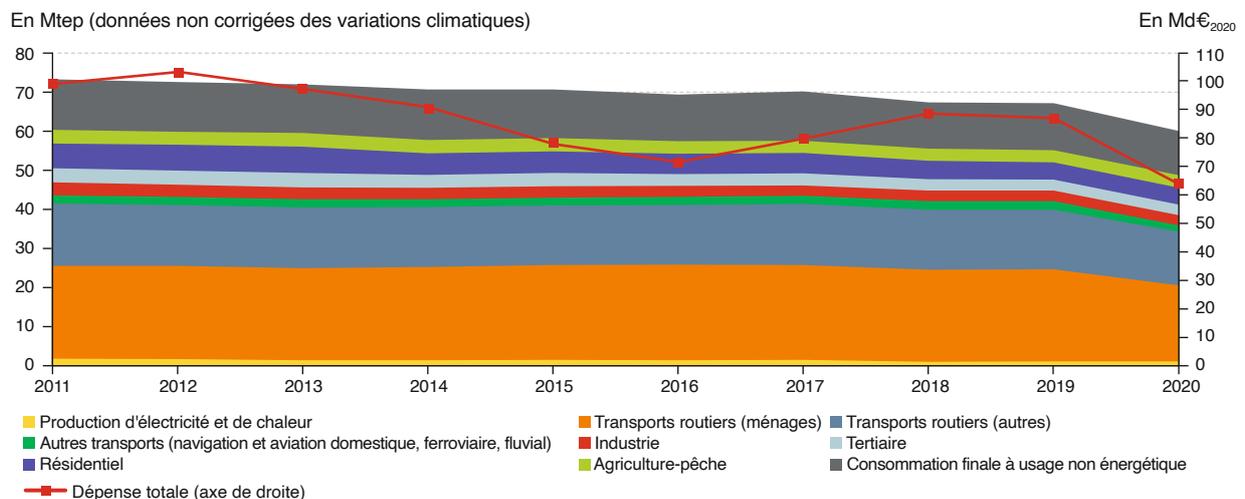
4.2.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

En 2020, la consommation totale de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) s'élève à 60,0 Mtep, en forte baisse par rapport à 2019 (- 10,5 %) - (figure 4.2.1.1). Le secteur des transports, qui représente 58 % de la consommation totale, a été particulièrement affecté par les limitations de déplacements liées à la crise sanitaire : sa consommation en produits pétroliers connaît une baisse historique de 15,2 %. Hors transports, la baisse de la consommation est nettement moindre (- 3,2 %, y compris les usages non énergétiques). La dépense totale en produits pétroliers diminue fortement, pour s'établir à 65,9 Md€ en 2020 (- 26,2 % en euros constants), tirée à la fois par le recul de la consommation et par la baisse des prix des produits pétroliers (cf. 1.2).

Le coût des importations nettes (des exportations) de pétrole brut et de produits raffinés est de 18,3 Md€ en 2020 (figure 4.2.1.2). Ce montant baisse de 41,5 % par rapport à 2019, en raison de la chute de la demande intérieure et des cours du pétrole brut, et atteint ainsi son plus bas niveau de la décennie. Il représente 28 % de la dépense (taxes incluses) en 2020, contre près de la moitié au début des années 2010. La dépense servant à rémunérer des activités (de production,

raffinage et transport-distribution) réalisées sur le sol national s'élève à 13,8 Md€ (à l'écart statistique près), soit 21 % du total, en diminution de 16,7 % par rapport à l'année précédente. La part restante de la dépense (51 %) correspond à la fiscalité. Celle-ci inclut la taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques (TICPE), la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (Tirib), la redevance affectée au stockage des produits pétroliers (CPSSP) ainsi que, dans les DROM, la taxe spéciale de consommation (TSC, qui remplace la TICPE) et l'octroi de mer. La fiscalité sur les produits pétroliers comprend également la TVA, qui s'applique au prix comprenant les autres taxations. La TICPE, qui compte pour la plus grande partie des taxes, a procuré 26,7 Md€ de recettes (nette des remboursements) en 2020. Ce montant recule fortement (- 15,8 %) par rapport à 2019, en lien avec la baisse de la consommation de carburants. Les montants perçus de TICPE avaient à l'inverse fortement augmenté entre 2014 et 2018 (+ 25,4 %), du fait de l'introduction et de la montée en charge de la composante carbone, désormais gelée à son niveau de 2018. La TSC a rapporté 0,4 Md€ en 2020. La TVA sur les produits pétroliers (hors part déductible pour les entreprises) s'élève à 6,6 Md€ en 2020, en baisse de 27,1 %.

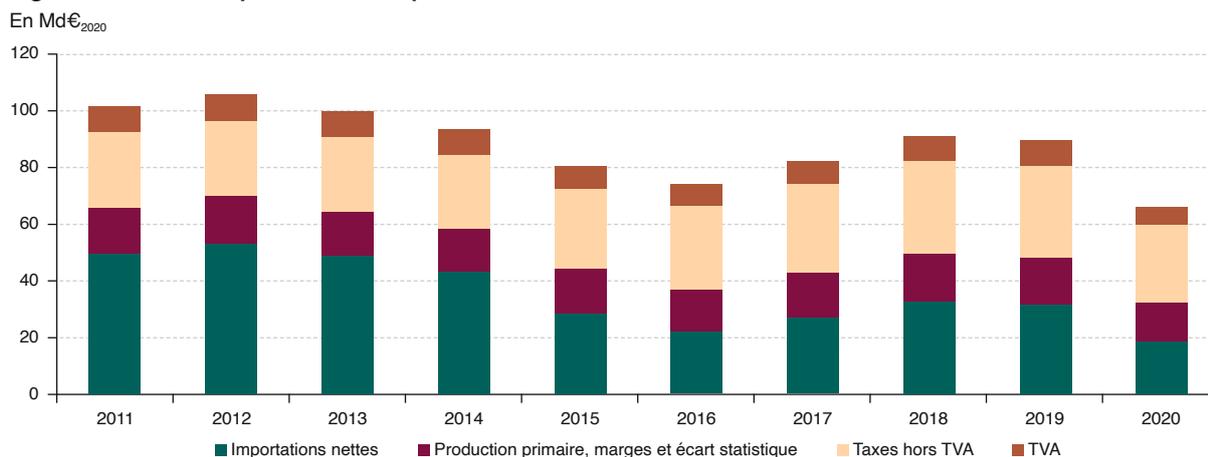
Figure 4.2.1.1 : consommation totale de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) par secteur et dépense totale associée



Note : le secteur des transports n'inclut pas les soutes maritimes et aériennes internationales.
 Champ : France entière (y compris DROM).
 Source : calculs SDES

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

Figure 4.2.1.2 : décomposition de la dépense totale



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

La consommation totale peut se décomposer comme la somme de la consommation à usage de production d'électricité et de chaleur (1,2 Mtep en 2020, dont près des trois quarts dans les DROM), de la consommation finale à usage

énergétique (47,6 Mtep hors biocarburants ; 50,5 Mtep biocarburants inclus) et de la consommation finale à usage non énergétique (11,3 Mtep) - (figure 4.2.1.3).

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En Mtep	En M€ ₂₀₂₀								
Production d'électricité et de chaleur	1,5	537	1,6	686	1,1	585	1,2	640	1,2	467
Consommation finale à usage énergétique	58,9	69 732	59,1	76 925	57,7	85 176	57,3	84 137	50,5	62 069
Industrie	2,8	1 381	2,6	1 563	2,8	1 902	2,8	1 802	2,7	1 371
Transports*	44,7	59 105	45,0	64 930	44,1	71 826	44,1	71 261	37,3	51 690
dont transports routiers (ménages)	26,2	39 182	26,0	42 556	25,3	46 942	25,4	46 715	21,0	33 337
dont transports routiers (autres)	16,4	18 612	16,9	20 851	16,6	23 068	16,5	22 735	14,8	17 373
dont autres transports	2,1	1 312	2,1	1 522	2,2	1 815	2,2	1 811	1,6	981
Résidentiel	5,2	5 052	5,2	5 614	4,7	5 942	4,4	5 655	4,3	4 715
Tertiaire**	3,0	2 118	3,1	2 514	2,9	2 800	2,9	2 774	2,8	2 172
Agriculture-pêche	3,3	2 076	3,2	2 305	3,3	2 707	3,2	2 644	3,4	2 121
Consommation finale à usage non énergétique	11,9	6 312	12,6	7 520	11,8	8 251	12,0	7 467	11,3	5 741
Industrie	11,6	4 826	12,3	6 171	11,5	6 741	11,7	6 087	11,0	4 437
Pétrochimie	8,6	2 944	9,3	3 987	8,3	4 222	8,7	3 774	8,3	2 474
Construction	2,3	618	2,4	870	2,5	1 151	2,5	1 085	2,3	818
Autres industries	0,6	1 263	0,6	1 315	0,6	1 368	0,5	1 228	0,4	1 146
Autres (dont agriculture, transports)	0,3	1 486	0,3	1 349	0,3	1 510	0,3	1 380	0,3	1 303

* Hors soutes maritimes et aériennes internationales.

** Y compris les armées.

Note : la consommation pour le trafic aérien entre la métropole et les DROM est incluse dans le secteur des transports (autres transports).

Source : calculs SDES

4.2.2 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR

La consommation destinée à la production d'électricité et de chaleur ne représente plus que 1,8 % de la consommation totale de produits pétroliers raffinés. Elle diminue modérément en 2020 (- 1,9 % par rapport à 2019), à 1,2 Mtep. En métropole, les centrales au fioul, utilisées en pointe lors des pics de demande en période hivernale, ont progressivement fermé, d'autres énergies se substituant à ce combustible, notamment pour des raisons environnementales : le dernier site fonctionnant encore au fioul-vapeur en France continentale, à Cordemais (Loire-Atlantique), a été fermé en mars 2018. La consommation de fioul dans les réseaux de chaleur est également devenue marginale. Ainsi, la consommation de produits pétroliers pour la production d'électricité et de chaleur a chuté de 37,0 % par rapport à 2012. En revanche, la consommation de fioul pour la production d'électricité reste, jusqu'à présent, élevée en outre-mer.

La facture associée s'établit en 2020 à 0,5 Md€. Elle chute de 27,0 % en euros constants en un an, du fait de la diminution de la consommation, mais surtout de celle des prix, liée à la crise sanitaire.

4.2.3 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

L'usage des transports concentre 59 % de la consommation totale de produits pétroliers (y compris biocarburants) en France, soit 37,3 Mtep en 2020. Cette consommation est en baisse de 15,3 % par rapport à 2019, alors qu'elle était relativement stable depuis 2012. Le transport routier des ménages absorbe la plus grande part de cette consommation (21,0 Mtep en 2020), en diminution de 17,4 % par rapport à 2019. Le transport routier des entreprises connaît une baisse un peu moins forte en 2020 (- 10,2 %), pour atteindre 14,8 Mtep. Les autres modes de transport génèrent des consommations beaucoup plus modestes (1,6 Mtep hors routes internationales), qui chutent en 2020 (- 30,1 %), principalement du fait de la baisse historique du trafic aérien intérieur. Les transports représentent une part plus importante de la dépense totale en produits pétroliers (76 %) que de leur consommation, car les produits utilisés sont davantage taxés que ceux servant à d'autres usages. La dépense totale dans les transports s'établit ainsi à 51,7 Md€ en 2020, soit 27,5 % de moins qu'en 2019, après une forte hausse entre 2016 et 2018 (+ 21,5 %) sous les effets conjugués de la hausse des prix du pétrole et de l'augmentation de la TICPE, puis une relative stabilité en 2019 (- 0,8 %). Cette forte baisse en 2020 traduit à la fois la baisse des volumes consommés et celle des prix des carburants, qui retrouvent un niveau proche de 2017. Les entreprises contribuent moins à cette dépense qu'à la consommation physique car, outre le fait qu'une partie de

la TVA est déductible, certains secteurs d'activités bénéficient d'exonérations fiscales. La dépense de produits pétroliers des entreprises dans les transports est de 17,4 Md€ en 2020 (- 23,6 %), contre 33,3 Md€ pour les ménages (- 28,6 %).

Les consommations du secteur résidentiel (principalement du fioul domestique et, dans une moindre mesure, du GPL) reculent de 1,1 %, à 4,3 Mtep, en 2020. Celles du secteur tertiaire (2,8 Mtep) sont en baisse de 2,6 %. Corrigées des variations climatiques, elles progressent respectivement de 3,7 % et 0,5 %, le climat ayant été exceptionnellement doux en 2020. Cette hausse ne reflète toutefois sans doute pas un recours accru à cette forme d'énergie en déclin tendanciel, mais plutôt des niveaux de remplissage des cuves de fioul plus élevés en fin d'année qu'en début d'année, dans un contexte de prix très bas des produits pétroliers durant une partie importante de l'année 2020. Par rapport à 2012, corrigées des variations climatiques, les consommations résidentielles sont en forte baisse (- 28,6 %), en raison notamment de la diminution du nombre de résidences principales chauffées au fioul. Il en est de même pour le secteur tertiaire (- 18,4 %). Les dépenses respectives de ces secteurs s'élèvent à 4,7 Md€ et 2,2 Md€, en net recul par rapport à 2019 (respectivement - 16,6 % et - 21,7 %), principalement du fait de la forte baisse du prix du fioul domestique.

La consommation de produits pétroliers à usage énergétique dans l'industrie diminue de 3,5 % en 2020, pour s'établir à 2,7 Mtep (dont un tiers pour la construction). Ce repli s'inscrit dans une tendance à la baisse (- 1,6 % par an en moyenne depuis 2012), qui reflète à la fois le recours à d'autres énergies, des gains d'efficacité énergétique et la relative désindustrialisation de l'économie. En 2020, la facture associée baisse de 23,9 %, pour s'établir à 1,4 Md€.

Le secteur de l'agriculture et de la pêche consomme essentiellement du gazole non routier (distingué depuis 2011 du fioul domestique). Sa consommation estimée s'établit à 3,4 Mtep en 2020, un niveau proche de celui atteint en 2012. La dépense du secteur, de 2,1 Md€ en 2020, baisse fortement par rapport à 2019 (- 19,8 %), en raison de la diminution du prix du gazole non routier.

Globalement, la consommation finale à usage énergétique de produits pétroliers, corrigée des variations climatiques, diminue de 11,3 % en 2020. Elle avait reculé de 5,2 % entre 2012 et 2019, soit - 0,8 % par an en moyenne (et de 6,7 %, soit - 1,0 % par an en moyenne, en excluant les biocarburants).

4.2.4 CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

Les usages non énergétiques de produits pétroliers se concentrent essentiellement dans l'industrie pétrochimique de premier niveau, avant d'entrer dans la fabrication de produits synthétiques (matières plastiques, cosmétiques, etc.).

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

La consommation finale non énergétique de produits pétroliers a diminué en 2020 (- 6,1 %), à 11,3 Mtep, en raison notamment de la baisse de la demande due à la crise sanitaire. Elle atteint ainsi son niveau le plus bas depuis 25 ans.

Environ 2,4 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 facture associée à cette consommation s'élève à 5,7 Md€ en 2020, soit une chute de 23,0 % par rapport à 2019, en euros constants, dans le sillage du recul important des prix. Déjà en baisse sensible en 2019 (- 9,5 %), elle atteint un minimum depuis au moins dix ans.

4.2.5 CONSOMMATION PAR PRODUIT

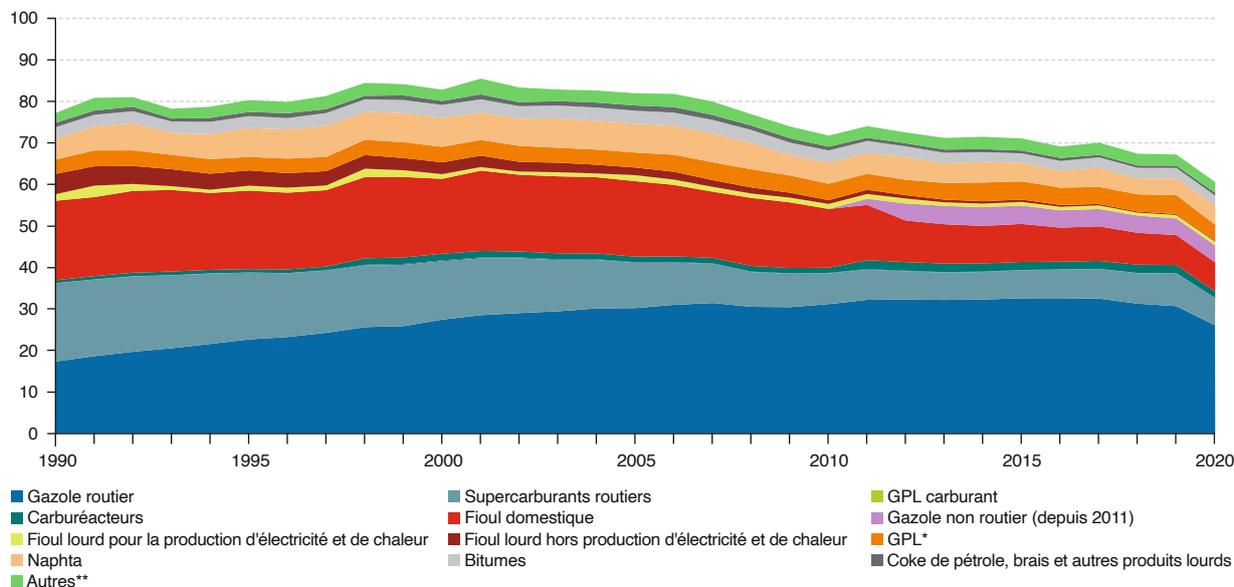
Le gazole routier représente près de la moitié de la consommation de produits pétroliers (y compris biocarburants) en 2020 (45 %), devant le fioul domestique et les autres

gazoles (18 %), puis les produits non énergétiques (12 %), les supercarburants (12 %) 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 (55 % y compris biodiesel) et l'essence (20 % y compris bioéthanol) devance nettement le fioul domestique (12 %), car la fiscalité sur les carburants est plus lourde que celle sur les autres combustibles.

En 2020, la consommation de gazole routier (- 14,6 %, y compris biodiesel) baisse au même rythme que celle de supercarburants (- 14,2 %, y compris bioéthanol). Cette évolution ne remet toutefois pas en cause le rééquilibrage progressif depuis 2013 du marché des voitures particulières neuves vers les motorisations essence, qui modifie dans ce sens la structure de consommation des carburants routiers depuis 2016. Elle est liée à ce que les entreprises (dont la consommation est quasi exclusivement du gazole) ont été moins affectées que les ménages par la crise sanitaire. La consommation de gazole des seuls ménages baisse ainsi plus fortement (- 18,6 %, y compris biocarburants) que celle de supercarburants (- 14,2 %, y compris bioéthanol).

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

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* 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 DROM.

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 non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En Mtep	En M€ ₂₀₂₀								
Gazole routier	35,2	44 128	35,2	48 461	33,9	53 277	33,3	51 709	28,4	37 276
Fioul domestique et autres gazoles	12,6	8 238	12,6	9 546	11,9	10 798	11,4	10 360	11,3	7 950
Supercarburants*	7,7	14 192	8,0	15 522	8,3	17 384	8,9	18 385	7,6	13 933
Jet kérosène	1,7	684	1,8	854	1,9	1 112	1,9	1 077	1,3	401
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	4,3	3 336	4,2	3 696	4,2	3 920	4,6	3 848	3,8	3 148
Fioul lourd	1,3	412	1,2	496	1,0	465	0,9	443	0,8	317
Produits non énergétiques**	7,0	4 657	7,7	5 375	6,9	5 754	7,1	5 354	7,6	4 630
Autres***	2,6	934	2,6	1 181	2,5	1 303	2,4	1 068	2,0	622
Total	72,3	76 581	73,3	85 131	70,6	94 012	70,5	92 243	62,9	68 277

* Y compris essence aviation.

** Naphta, bitumes, lubrifiants.

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

Source : calculs SDES

4.3 Baisse de la consommation et de la dépense de gaz naturel en 2020

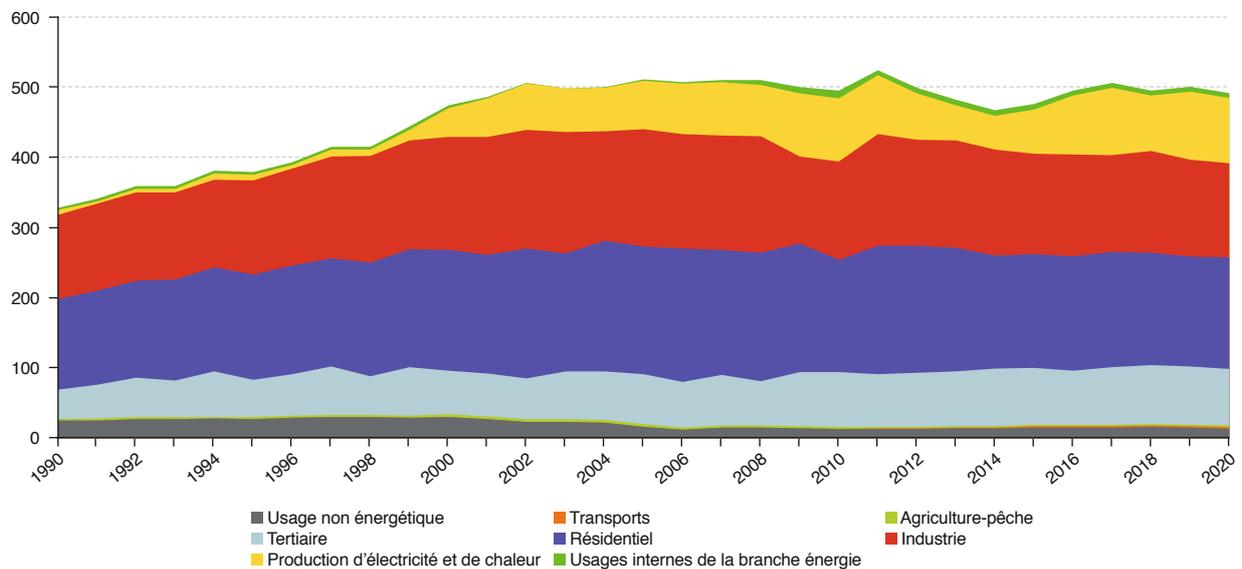
4.3.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

Nette des pertes de transport et de distribution (cf. 3.2), la consommation totale de gaz naturel diminue de 7,0 % en 2020 par rapport à 2019, pour atteindre 447 TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur), alors qu'elle avait augmenté de 1,9 % l'année précédente. Corrigée des variations climatiques, la baisse de la consommation totale de gaz naturel en 2020 est

moins marquée (- 2,1 %), le climat de l'année 2020 ayant été particulièrement doux. Par rapport à 2012, la consommation totale est à peu près stable à climat corrigé (figure 4.3.1.1). Sous l'effet cumulé de la baisse moyenne des prix et de celle des volumes, la dépense de gaz naturel se replie de 17 % par rapport à 2019 en euros constants, pour s'établir à 17,6 Md€ en 2020 (figure 4.3.1.2), très en deçà du maximum historique de 2013 (25,6 Md€₂₀₂₀).

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

En TWh PCS* (données corrigées des variations climatiques)



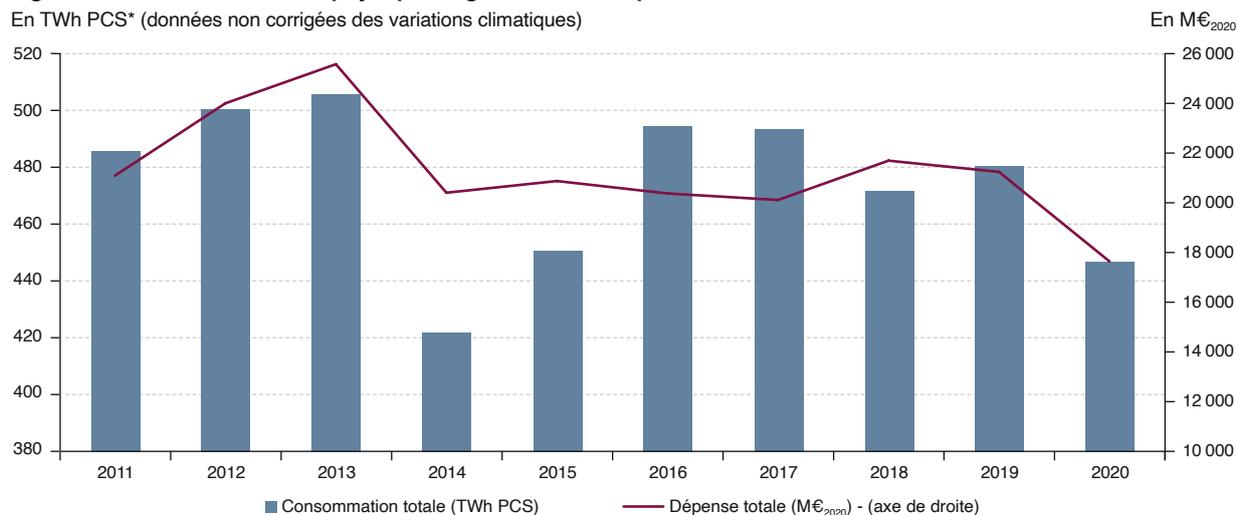
* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, d'après données locales de consommation de gaz, enquête annuelle sur la production d'électricité, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid, données du Citepa

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 non corrigées des variations climatiques)



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES

4.3.2 BRANCHE ÉNERGIE

La branche énergie représente 21 % de la consommation totale (hors pertes de transport et de distribution et écart statistique) de gaz naturel en 2020 (92 TWh PCS), pour un coût de 1,6 Md€ (figure 4.3.2.1). La majeure partie, 85 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 7 TWh PCS restants correspondent pour l'essentiel à la consommation de gaz naturel des

raffineries, dans lesquelles il est utilisé principalement comme combustible, mais aussi pour produire de l'hydrogène afin de désulfurer les carburants. À climat constant, la consommation des centrales calogènes (10 TWh PCS) augmente en 2020 (+ 12,3 %), alors que celle des centrales de cogénération (33 TWh PCS) diminue légèrement (- 1,8 %). La consommation des centrales produisant uniquement de l'électricité recule de 7,8 % en un an, pour s'établir à 50 TWh PCS en 2020, en raison d'un moindre recours aux centrales à cycle combiné au gaz (CCCG).

Figure 4.3.2.1 : consommation de la branche énergie (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₀								
Branche énergie	91	1 833	101	2 002	82	2 309	100	2 184	92	1 592
Transformation en électricité ou chaleur	84	1 685	94	1 858	75	2 123	93	2 068	85	1 516
Branche énergie hors transformation	7	148	7	144	7	185	7	116	7	76

* 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 baisse de 6,4 % en 2020, à 342 TWh PCS (*figure 4.3.3.1*). Corrigée des variations climatiques, elle diminue de 2,1 %, rythme supérieur à la baisse annuelle moyenne de 0,2 % observée depuis 2012. La dépense associée s'élève à 17,6 Md€ en 2020, en baisse de 17,0 % en euros constants sur un an.

Avec 139 TWh PCS, le résidentiel est le principal secteur consommateur de gaz naturel en 2020. Suivent l'industrie avec 129 TWh PCS puis le tertiaire avec 70 TWh PCS. Les consommations dans les transports et l'agriculture-pêche sont plus faibles (respectivement 2,5 et 2,4 TWh PCS). Les ménages s'acquittent de prix plus élevés que les entreprises, le poids du résidentiel est plus élevé dans la dépense globale (65 %) que dans la consommation physique (41 %). À l'inverse, l'industrie représente 16 % de la dépense pour 38 % de la consommation. Enfin, le tertiaire (y compris transports) acquitte 19 % de la dépense pour 21 % de la consommation.

Sous l'effet sans doute d'une présence accrue des individus

dans leurs logements, la consommation résidentielle se redresse à climat constant de 1,6 % en 2020 après avoir baissé de 2,0 % en 2019. À l'inverse, les consommations des secteurs industriel et tertiaire, à l'activité réduite en 2020 en raison de la crise sanitaire, se replient respectivement de 3,2 % et 3,8 %. Par rapport à 2012, en moyenne annuelle, la consommation corrigée des variations climatiques est en baisse dans le résidentiel et l'industrie (respectivement - 1,6 % et - 1,5 %). Quasiment stable dans l'agriculture (- 0,2 %) et le tertiaire (+ 0,6 %), elle progresse en revanche fortement dans les transports (+ 9 %). 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.

Le gaz naturel est essentiellement livré aux consommateurs via les réseaux de transport et de distribution (*cf. 3.2*). Une petite partie est toutefois portée par camion sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) depuis les terminaux méthaniers : elle représente 2 TWh PCS en 2020, dont 1,2 TWh pour l'industrie et 0,9 TWh pour les transports.

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₀								
Industrie	145	3 946	136	3 663	142	4 090	136	3 465	129	2 592
Transports	1,6	3 144	2	3 184	2	3 525	2	3 512	2	2 955
Tertiaire	77		79		78		78		70	
Résidentiel	163	11 051	159	10 875	149	11 286	147	11 739	139	10 281
Agriculture-pêche	2	84	2	81	2	93	2	91	2	82
Total	388	18 226	378	17 802	374	18 993	365	18 807	342	15 910

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.
Source : calculs SDES

4.3.4 CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

Les utilisations non énergétiques de gaz naturel dans la chimie baissent fortement en 2020 (- 13,0 %), à 13 TWh PCS, pour

une dépense de 0,1 Md€ (*figure 4.3.4.1*). Le gaz naturel est utilisé comme matière première principalement pour produire des engrais via la fabrication d'ammoniac.

Figure 4.3.4.1 : consommation finale à usage non énergétique et dépense associée

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₀								
Chimie	15	317	15	309	16	388	15	248	13	147

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.
Source : calculs SDES

4.4 La consommation de charbon et la dépense associée chutent

En 2020, la consommation primaire de charbon, corrigée des variations climatiques, s'établit à 65,1 TWh, un niveau historiquement bas, chutant de 25 % par rapport à 2019 (figure 4.4.1). Au-delà de l'effet exceptionnel lié à la crise sanitaire, cette diminution s'inscrit dans une tendance à la baisse de la consommation de charbon depuis une trentaine d'années, même si elle peut connaître parfois des rebonds, comme en 2017. En effet, les autres formes d'énergie se substituent progressivement au charbon dans la plupart des secteurs consommateurs. Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), la consommation primaire de charbon baisse de 55 %, à climat constant.

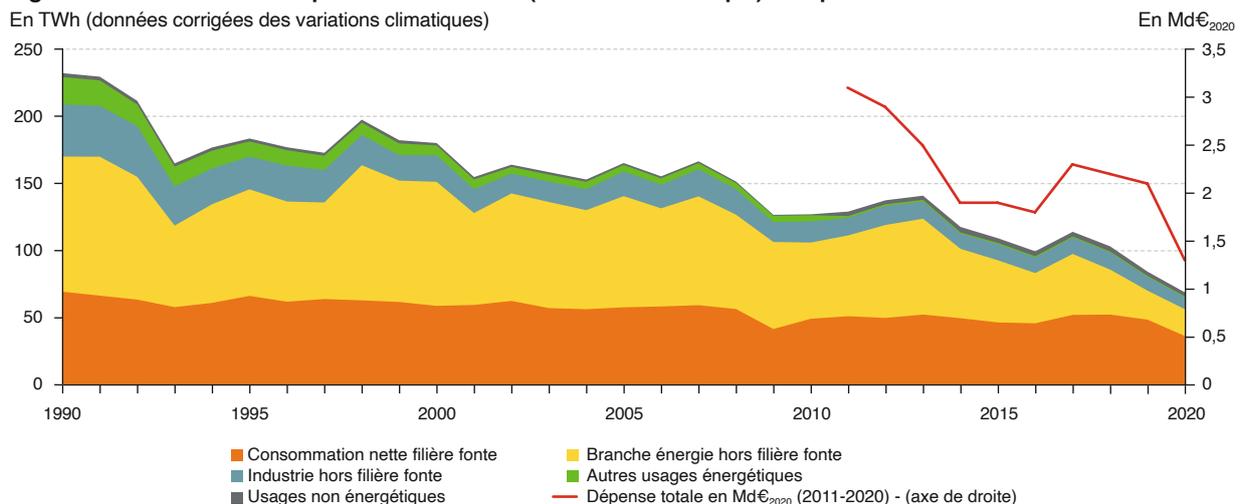
Depuis 2016, la filière fonte constitue le principal consommateur de charbon en France, avec, en 2020, 55 % de la consommation totale. Elle est suivie par celle de la production d'électricité et de chaleur, qui ne représente plus que 31 % de la consommation (contre 50 % en 2012).

La consommation finale (essentiellement celle de l'industrie manufacturière hors hauts-fourneaux) compte, quant à elle, pour 19 % de l'ensemble des ressources primaires consommées en 2020 (le solde entre les ressources et la somme des consommations des différents secteurs correspondant à l'écart statistique).

La dépense totale en charbon s'élève à 1,3 Md€ en 2020, en retrait de 38 % par rapport à 2019, en euros constants, en raison de la chute de quantités, conjuguée à celle des prix (cf. 1.4). Après plusieurs années de baisse, elle avait rebondi en 2017, sous l'effet de la reprise de la consommation dans la plupart des secteurs consommateurs et de la remontée importante des prix. 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, 62 % de la dépense totale, contre 53 % en 2012.

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

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



Note : un opérateur a révisé fortement 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 DROM.

Source : calculs SDES, d'après A3M, COCIC, Douanes, EDF, GazelEnergie, Insee 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 35,7 TWh en 2020 (cf. 3.3), 16,4 TWh de produits charbonniers - correspondant à une dépense de 0,2 Md€ - ont été consommés par la branche énergie en 2020, 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 6,0 TWh correspondent 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. La quantité restante (10,4 TWh) correspond pour l'essentiel à du charbon-vapeur utilisé comme combustible par des centrales thermiques à flamme.

La consommation des centrales a diminué de plus de 71 % depuis 2012. Cette baisse reflète 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. Il restait, fin 2020, cinq unités encore actives en métropole, réparties sur quatre sites dont deux ont été fermés au premier trimestre 2021. Au-delà de cette tendance de long terme, leur consommation est très sensible à la rigueur des températures, les centrales thermiques à charbon étant principalement utilisées comme moyens de pointe lors des vagues de froid hivernales.

La consommation de charbon dans ce secteur, corrigée des variations climatiques, se replie en 2020, à 20,0 TWh

(- 5,1 %), après s'être fortement contractée en 2019 (- 37,1 %). En effet, la durée de fonctionnement des centrales en métropole a été fortement réduite, en raison notamment de l'augmentation du prix du certificat d'émission de CO₂ ainsi que de la baisse importante du prix du gaz, rendant le charbon moins compétitif.

Les départements et régions d'outre-mer comptent trois installations de production thermique au charbon, dont certaines tranches de production utilisent également un combustible renouvelable issu de la canne à sucre, la bagasse, durant la campagne sucrière. Une des deux tranches de production a été convertie en unité 100 % renouvelable (bagasse-biomasse) en Guadeloupe en 2020, réduisant d'un quart la consommation de charbon du département sur un an. Les autres unités ultramarines sont en cours de conversion.

Avec la chute importante de la production d'électricité à partir de charbon en métropole, les centrales ultramarines représentent, depuis 2019, plus de la moitié des consommations des producteurs d'électricité ou de chaleur cogénérée dont c'est l'activité principale. Cette part était d'un peu plus de 10 % en 2012.

La dépense pour produire de l'électricité ou de la chaleur s'élève en 2020 à 0,2 Md€. En tenant compte de l'inflation, la facture recule de 26 % par rapport à 2019, et de 48 % par rapport à 2016. Ce repli est dû à celui des quantités consommées mais surtout à la chute des prix liée à la crise sanitaire mondiale.

Figure 4.4.2 : consommation pour la production d'électricité et de chaleur (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Production d'électricité et de chaleur	37,4	455	44,4	691	31,6	438	19,4	324	16,4	235
Charbon primaire	30,7	314	37,2	449	24,5	279	12,2	171	10,4	106
Gaz dérivés	6,7	140	7,2	242	7,2	160	7,2	154	6,0	129

Source : calculs SDES, d'après A3M, Douanes, Insee

La consommation finale de charbon en France s'élève à 12,5 TWh en 2020, ce qui représente un recul important sur un an, de 11 %, dû en particulier à la baisse d'activité. Après cinq années de relative stabilité, elle avait déjà chuté fortement en 2019 (- 18 %) - (figure 4.4.3), en raison principalement du repli des consommations dans le secteur industriel (hors

filière fonte). Depuis 2012, la consommation finale a chuté d'un tiers.

La dépense correspondante s'établit à 0,3 Md€ en 2020. Mesurée en euros constants, elle baisse de 14 % par rapport à 2019, du fait de la contraction des quantités physiques et de la chute des prix. Par rapport à 2012, elle se replie de 19 %.

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

Les usages non énergétiques du charbon représentent 23 % de la consommation finale en 2020. Ils concernent en premier lieu les secteurs industriels de la chimie et de la construction mécanique puis, dans une moindre mesure, celui des produits minéraux non métalliques. Les usages énergétiques se concentrent, quant à eux, en quasi-totalité

dans l'industrie, principalement dans les secteurs du ciment, de l'agroalimentaire et de la chimie minérale. 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.

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Industrie	11,5	188	12,1	234	12,7	271	10,3	227	9,0	161
Charbon primaire	9,7	131	10,4	167	10,8	190	8,5	148	7,6	109
Charbon dérivé	1,9	57	1,7	67	1,9	82	1,8	79	1,4	51
Autres usages énergétiques	1,0	19	0,9	23	0,7	25	0,7	17	0,6	13
Charbon primaire	0,7	12	0,7	17	0,6	19	0,6	14	0,6	11
Charbon dérivé	0,3	7	0,3	7	0,1	6	0,1	3	0,1	2
Usages non énergétiques	3,7	86	3,4	93	3,9	129	3,1	115	2,9	86
Charbon primaire	2,3	58	2,0	51	1,9	54	1,2	39	1,5	35
Charbon dérivé	1,4	28	1,4	42	1,9	75	1,9	75	1,5	50
Total	16,2	293	16,5	350	17,3	425	14,1	359	12,5	260
Charbon primaire	12,7	202	13,1	235	13,4	263	10,4	201	9,6	156
Charbon dérivé	3,5	92	3,4	116	3,9	162	3,8	158	2,9	104

Source : calculs SDES, d'après Insee, enquêtes EACEI et EAP

4.5 La consommation d'énergies renouvelables et de déchets augmente légèrement, malgré la chute de celle de biocarburants

4.5.1 CONSOMMATION TOTALE

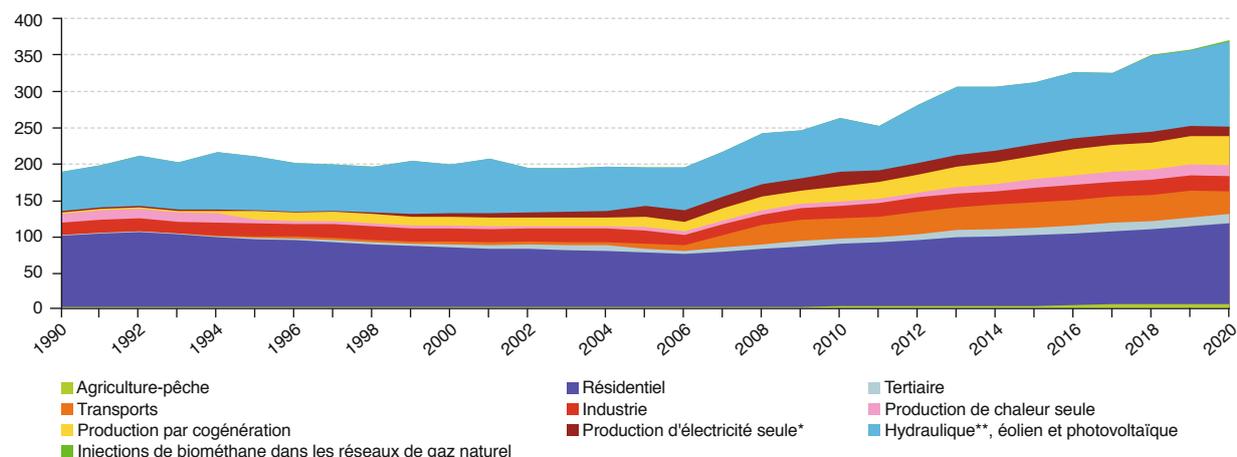
La consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets s'établit à 353 TWh en 2020 et se répartit en 117 TWh pour la production d'électricité issue des filières hydraulique, éolienne et photovoltaïque, 67 TWh de combustibles (principalement de la biomasse et des déchets) brûlés pour produire de l'électricité ou de la chaleur destinée à être commercialisée, 2 TWh de biométhane injecté dans les réseaux et enfin 167 TWh consommés directement par les utilisateurs finaux.

Tous usages confondus, la consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets augmente de 0,7 % sur un an (+ 25,6 % depuis 2012). Cette hausse s'explique principalement par la poursuite du développement de la production éolienne et des pompes à chaleur et la reprise de la production hydraulique, grâce à des conditions

pluviométriques plus favorables qu'en 2019 (cf. 2.2.3). Elle est néanmoins atténuée par la chute de la consommation de biocarburants (cf. 4.5.3) et le recul de celle de bois-énergie. Ce dernier s'explique par l'exceptionnelle douceur des températures hivernales en 2020, le bois-énergie étant principalement utilisé à des fins de chauffage. À climat constant, la consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets augmente de 3,2 % en 2020. Cette hausse s'inscrit dans la tendance des dix dernières années (figure 4.5.1.1). Toutefois, hors consommation hydraulique (qui n'est pas corrigée ici des variations de la pluviométrie), la consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets ralentit en 2020 (+ 1,7 %, contre + 5,5 % en 2019). La consommation d'énergies renouvelables thermiques et de déchets pour la production d'électricité et de chaleur diminue en particulier de 0,7 %, et la consommation finale est réduite de 1,0 % (toujours à climat constant).

Figure 4.5.1.1 : consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets par secteur

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

Source : calculs SDES

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

La consommation finale (167 TWh en données non corrigées des variations climatiques) correspond aux consommations de combustibles, carburants 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 (18 %), de l'industrie (13 %), du tertiaire (7 %) et de l'agriculture (3 %).

Environ 99 TWh d'énergies renouvelables thermiques ou issues des déchets sont consommés pour le chauffage ou l'eau chaude sanitaire dans le secteur résidentiel. Cette consommation baisse de 4,0 % sur un an en données réelles du fait d'un hiver très doux. Elle augmente en revanche de 3,4 % après correction des variations climatiques. Sur ces 99 TWh, 70 % sont issus de la combustion de bois, 28 % sont extraits des pompes à chaleur et 2 % sont produits par les capteurs solaires thermiques installés chez les particuliers. Après avoir progressé dans les années 2000, la consommation de bois de chauffage est plus atone ces dernières années. Elle est en particulier quasiment stable en 2020 à climat corrigé. Le recul des ventes d'appareils de chauffage au bois depuis 2013 (à l'exception des poêles à granulés et des poêles à bûches) et la diminution régulière de la consommation de bois par ménage équipé d'un appareil de chauffage au bois, du fait notamment de l'amélioration de l'efficacité de ces derniers, expliquent cette tendance (cf. 2.2.3). À l'inverse, les pompes à chaleur, en particulier celles aérothermiques, qui nécessitent un moindre investissement, continuent de se développer fortement dans le résidentiel, grâce notamment aux mesures incitatives pour remplacer les appareils de chauffage aux énergies fossiles.

La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques ou issues des déchets par le secteur tertiaire demeure modeste, à 11 TWh en 2020. Elle augmente de 1,1 % sur un an en données réelles et de 6,0 % à climat constant. Cette consommation, principalement à des fins de chauffage, se répartit entre les filières pompes à chaleur (39 %), biomasse solide (25 %), incinération de déchets

(17 %), biogaz (13 %), biocarburants (3 %, correspondant au gazole non routier utilisé marginalement par le secteur tertiaire), géothermie (2 %) et solaire thermique (1 %).

La consommation finale dans l'industrie – pour 74 % de la biomasse solide, 17 % des déchets industriels, 5 % des biocarburants (principalement incorporés au gazole non routier) et 4 % du biogaz – s'élève, quant à elle, à 21 TWh en 2020. Elle diminue de 0,4 % en 2020. L'industrie du papier-carton est fortement consommatrice de biomasse (7 TWh), 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, composée de biocarburants (cf. 4.5.3), diminue fortement en 2020 (- 17,3 %), à 31 TWh, en raison de la crise sanitaire. Malgré le relèvement des objectifs d'incorporation de la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (Tirib), leur consommation baisse relativement un peu plus que celle de carburants fossiles (cf. 4.2), ce qui s'explique notamment par des mesures exceptionnelles liées à la crise sanitaire (cf. 5.5).

4.5.2 BOIS-ÉNERGIE

En 2020, la consommation de bois-énergie s'élève à 102 TWh. Elle baisse de 5,3 % par rapport à 2019, en raison de températures plus douces que l'année précédente. La dépense associée s'élève à 2,2 Md€ (figure 4.5.2.1) et diminue de 3,8 % sur un an. Elle se répartit en 1,6 Md€ dans le résidentiel (soit 73 % du total), 0,4 Md€ dans le secteur énergétique pour la production d'électricité et de chaleur et 0,1 Md€ dans le secteur tertiaire et dans 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-alimentation en bois (environ 40 % de cette même consommation).

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Consommation primaire totale	110	2 288	107	2 292	107	2 184	107	2 246	102	2 161
Production d'électricité et de chaleur	16	394	17	399	19	442	19	469	19	439
Industrie	10	82	9	76	10	86	9	72	9	74
Résidentiel	80	1 738	77	1 744	74	1 586	75	1 631	69	1 583
Tertiaire	3	74	3	73	3	70	3	74	3	65
Agriculture-pêche	2	0	2	0	2	0	2	0	2	0

Note : la consommation primaire de bois-énergie (hors liqueur noire) s'élève à 102 TWh en 2020, pour une dépense correspondante de 2,2 Md€.

Source : calculs SDES

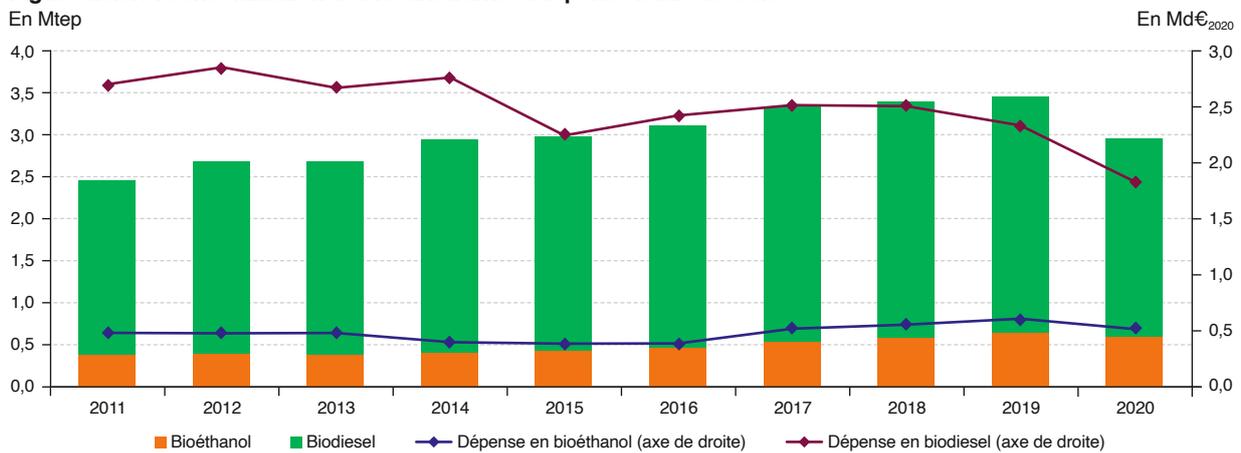
partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

4.5.3 BIOCARBURANTS

La consommation de biocarburants s'établit à 2,9 Mtep (soit 33 TWh) en 2020, dont 2,4 Mtep de biodiesel et 0,6 Mtep de bioéthanol. Elle recule fortement en 2020 (- 15,8 %) en raison de la crise sanitaire et atteint son niveau le plus bas depuis 2014. La dépense en euros constants associée diminue de 20,1 %, pour s'établir à 2,3 Md€ en 2020. Hors coûts de

distribution et des taxes (affectés par convention dans le bilan aux produits pétroliers avec lesquels ils sont mélangés), les dépenses de biodiesel s'élèvent à 1,8 Md€ (- 21,4 % par rapport à 2019 en euros constants), et celles de bioéthanol à 0,5 Md€ (- 15,2 %). La consommation de biocarburants est concentrée à 92 % dans le secteur des transports, le reste étant essentiellement lié à l'utilisation d'engins agricoles et de chantier.

Figure 4.5.3.1 : consommation de biocarburants et dépense totale associée

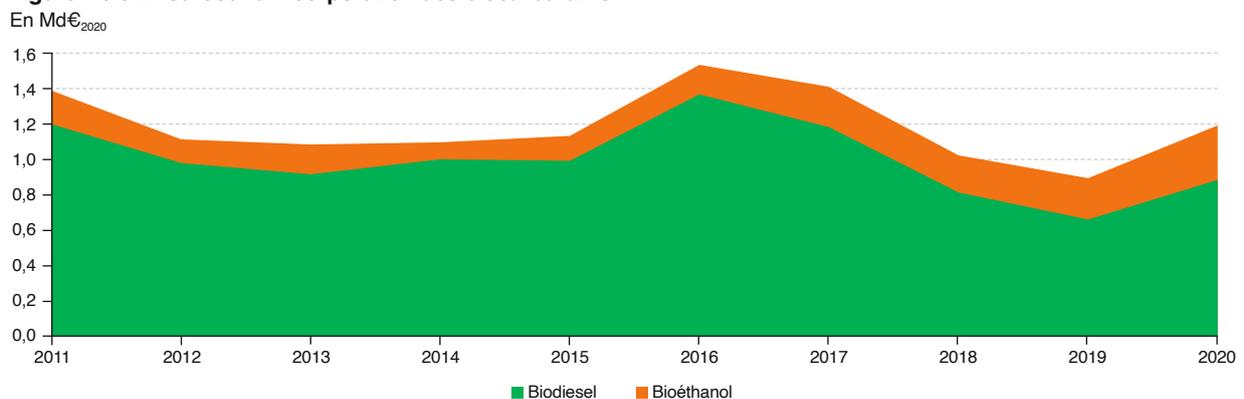


Source : calculs SDES, d'après DGDDI et FAO

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 1,2 Md€ en 2020 (figure 4.5.3.2).

Celui-ci augmente de 33,4 % par rapport à 2019, en raison de la forte baisse du coût d'approvisionnement des carburants conventionnels en 2020, à coût d'approvisionnement des biocarburants stable.

Figure 4.5.3.2 : surcoût d'incorporation des biocarburants



Source : calculs SDES, d'après DGDDI et CPDP

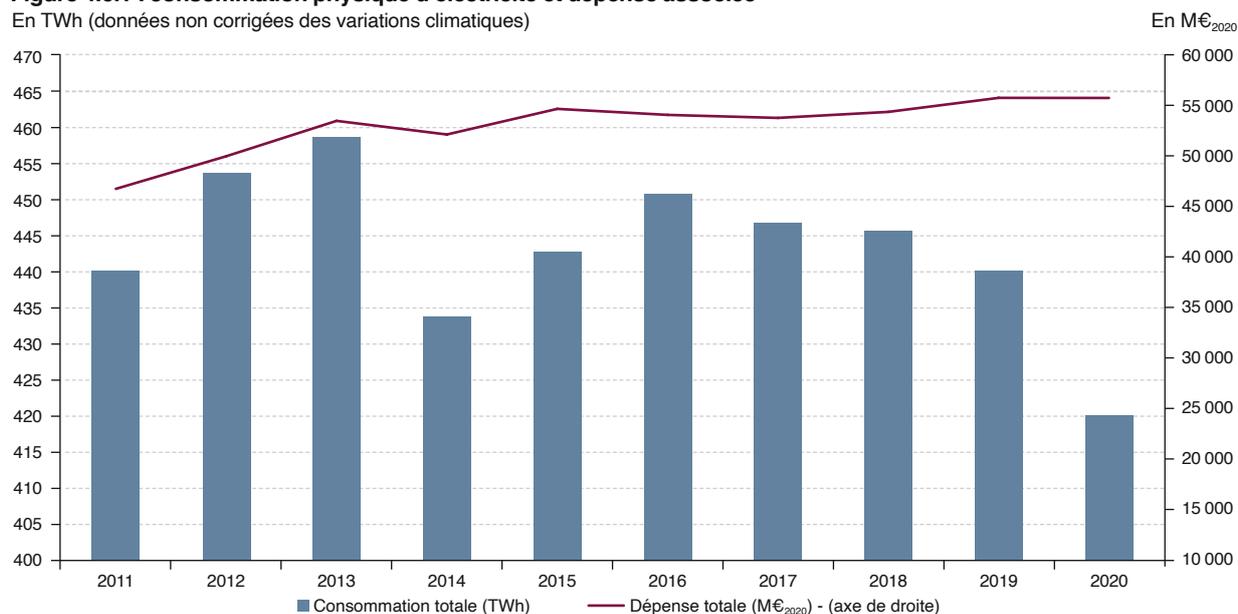
4.6 Une consommation d'électricité en hausse dans le résidentiel mais en forte baisse dans l'industrie et le tertiaire

En 2020, la consommation totale d'électricité recule de 4,6 % (après - 1,2 % en 2019), pour s'établir à 420 TWh (figure 4.6.1). À climat constant, la baisse est de 2,8 %, rythme plus marqué que la moyenne annuelle observée depuis 2012 (- 0,5 %).

S'élevant à 55,8 Md€ en 2020, la dépense d'électricité est stable par rapport à l'année précédente en euros constants. La progression du prix moyen de l'électricité (cf. 1.7.2) a en effet compensé la baisse de la consommation.

Figure 4.6.1 : consommation physique d'électricité et dépense associée

En TWh (données non corrigées des variations climatiques)



Source : calculs SDES

Au-delà des pertes sur le réseau (36 TWh) et de l'électricité utilisée pour le pompage (6 TWh), la branche produisant de l'électricité est elle-même consommatrice d'électricité à

hauteur d'environ 1 TWh, représentant un coût de 73 M€ (figure 4.6.2).

Figure 4.6.2 : consommation de la branche électricité (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Branche électricité	1	71	1	67	1	68	1	76	1	73

Source : calculs SDES

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

En augmentation de 5 % sur un an, près de 8 TWh d'électricité ont été consommés en 2020 à des fins de transformation d'énergie (hors production d'électricité) - (figure 4.6.3),

notamment pour le raffinage (2,3 TWh, en baisse de 8 % par rapport à 2019). La dépense correspondante s'élève à 637 M€, en progression de 12 %.

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Branche énergie hors électricité	7	459	7	439	7	534	7	571	8	637

Source : calculs SDES

La consommation finale d'électricité diminue de 4,7 % en 2020, à 411 TWh, pour une dépense globale de 55,2 Md€ (figure 4.6.4). Corrigée des variations climatiques, elle baisse de 2,9 % par rapport à 2019 et 0,5 % par an en moyenne depuis 2012 (figure 4.6.5). Au-delà de l'impact exceptionnel de la crise sanitaire en 2020, la demande d'électricité tend à se stabiliser voire à légèrement diminuer, les effets de la maîtrise de la consommation et de la tertiarisation de l'économie compensant 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 39 % de la consommation finale, devant le tertiaire (31 %), l'industrie (26 %), les transports et l'agriculture (2 % chacun). Le prix de l'électricité étant par les ménages en moyenne supérieur au prix payé par les entreprises en tenant compte des coûts d'acheminement et de commercialisation différents, le résidentiel pèse encore davantage dans la dépense globale (55 %). À l'inverse, l'industrie, bénéficiant des prix les plus bas, ne représente que 14 % de cette dernière. Les entreprises tertiaires, dont les prix sont plus proches de la moyenne des consommateurs, acquittent 28 % de la dépense.

En 2020, la consommation du secteur résidentiel s'élève à 161 TWh, en hausse par rapport à 2019 (+ 1,1 %). Le climat ayant été exceptionnellement doux en 2020, la progression

est plus marquée à climat constant (+ 4,0 %). À l'inverse des autres secteurs, la crise sanitaire a tiré la consommation d'électricité résidentielle à la hausse. En effet, les mesures de confinement et les incitations au télétravail ont accru la présence des individus à leur domicile. À plus long terme, la consommation d'électricité dans le résidentiel dépend des surfaces chauffées, du plus ou moins grand recours à l'électricité comme énergie de chauffage, des comportements des ménages et de la sobriété énergétique des bâtiments et des équipements électroménagers.

Confrontés à la crise sanitaire, l'industrie et le tertiaire ont, quant à eux, beaucoup moins consommé d'électricité : en 2020, la consommation s'établit à 106 TWh dans l'industrie, en baisse à climat constant de 8,0 %. Celle du tertiaire, à 128 TWh, baisse de 7,4 % en 2020 en données réelles et de 5,6 % après correction des variations climatiques. La consommation d'électricité de l'agriculture (8 TWh) diminue de 4,7 % en 2020. Celle des transports (8 TWh), très majoritairement liée au réseau ferré, a fortement fléchi en 2020 (- 17 %) en raison de la limitation des déplacements liée à la crise sanitaire. Au sein des transports, la consommation des véhicules électriques routiers a fortement progressé en 2020 (+ 30 %) mais reste relativement faible (environ 0,4 TWh).

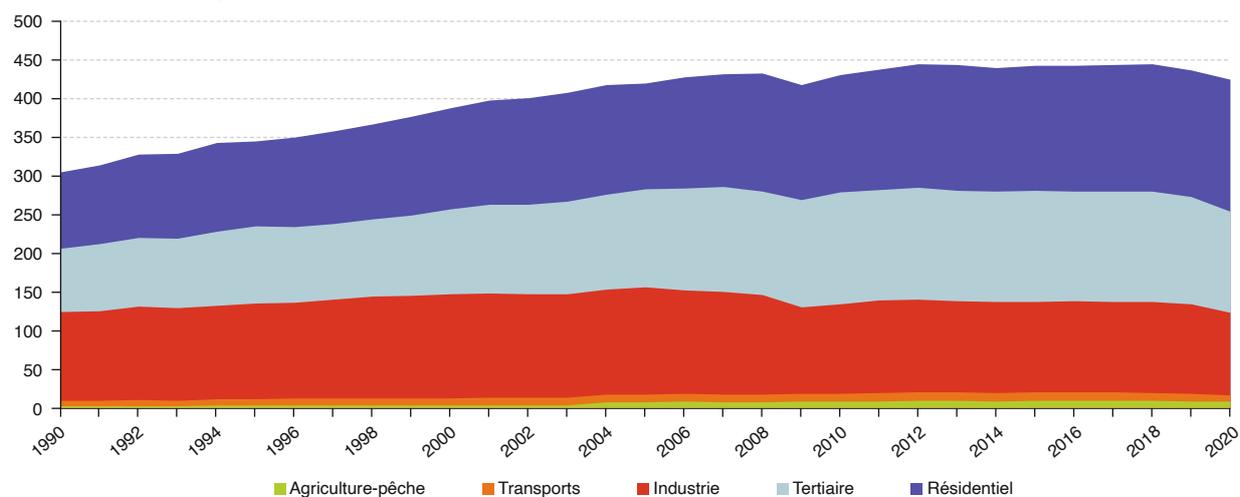
Figure 4.6.4 : consommation finale d'électricité (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Industrie	118	8 107	117	7 821	117	7 985	116	8 351	106	7 771
Transports	11	516	11	493	10	540	10	547	8	551
Résidentiel	163	28 323	161	28 073	160	28 521	160	29 127	161	30 459
Tertiaire	142	15 653	142	15 913	141	15 738	138	16 113	128	15 324
Agriculture-pêche	9	1 052	9	1 071	9	1 093	8	1 111	8	1 069
Total	443	53 651	439	53 370	437	53 878	432	55 249	411	55 173

Source : calculs SDES

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

Figure 4.6.5 : évolution de la consommation finale d'électricité
En TWh (données corrigées des variations climatiques)



Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
Source : calculs SDES, d'après données locales de consommation d'électricité

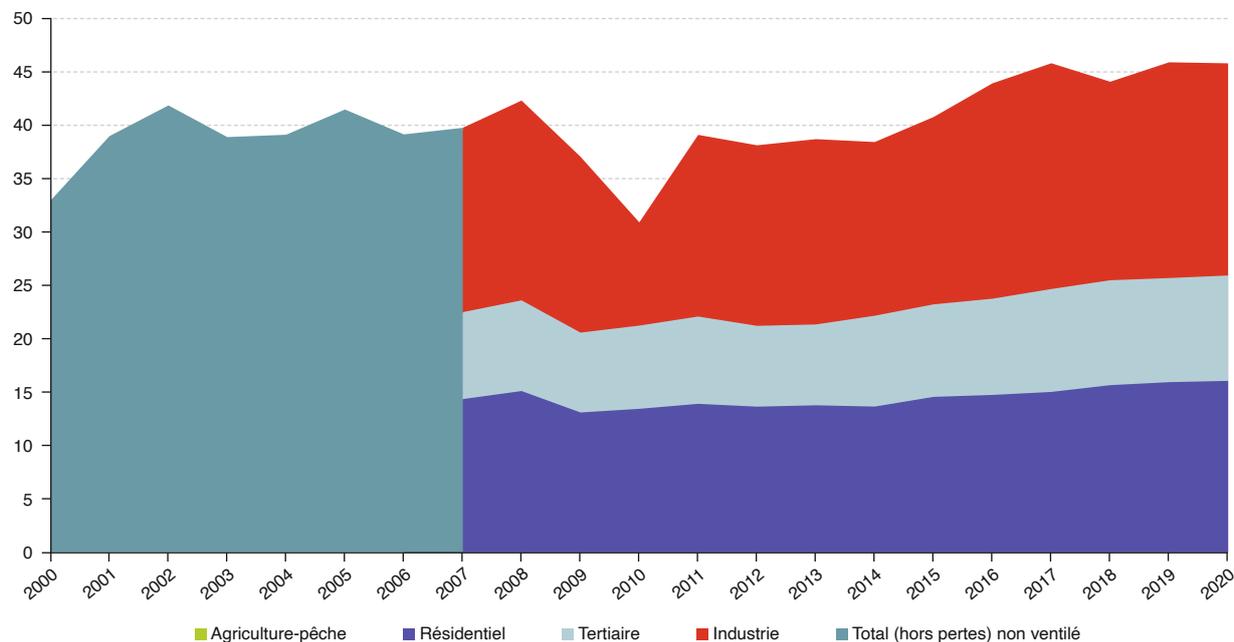
4.7 La consommation de chaleur commercialisée diminue à la faveur de températures élevées

La consommation (hors pertes) de chaleur commercialisée s'élève à 43 TWh en 2020. Elle diminue de 3,1 % par rapport à 2019 du fait de la douceur des températures. Corrigée des variations climatiques, elle est stable (- 0,1 %), alors qu'elle avait vivement progressé entre 2012 et 2019 (+ 20,1 %). En hausse dans les secteurs résidentiel et tertiaire, la

consommation de chaleur dans l'industrie diminue de 5,3 % en 2020 (figure 4.7.1). Au total, le secteur industriel représente 42 % des quantités de chaleur achetée, le résidentiel 35 % 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 2020, la dépense de consommation totale de chaleur commercialisée réelle s'élève à 2 380 M€. Elle diminue de 9,7 % sur un an (*figure 4.7.2*) en raison de la baisse des prix (*cf. 1.8*). Les secteurs résidentiel et tertiaire sont responsables de 80 % de cette dépense avec des montants respectifs de

1 176 M€ et 736 M€. Le secteur industriel, qui bénéficie de prix plus bas que le résidentiel et le tertiaire, pèse nettement moins dans la dépense (19 %) que dans la quantité consommée.

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Consommation finale totale	44	2 440	45	2 536	43	2 662	45	2 635	43	2 380
Industrie	20	551	21	590	19	577	20	546	19	453
Résidentiel	15	1 196	15	1 210	15	1 302	15	1 309	14	1 176
Tertiaire	9	686	9	728	9	771	9	763	10	736
Agriculture-pêche	0	8	0	7	0	12	0	18	0	15

Note : la consommation totale de chaleur commercialisée s'élève à 43 TWh en 2020, pour une dépense correspondante de 2 380 M€.

Source : calculs SDES

partie 5

La consommation d'énergie par secteur ou usage en France

— La consommation finale d'énergie baisse de 7,8 % en 2020 en données réelles, à 1 638 TWh, dans un contexte de forte baisse du PIB (- 7,9 %). Corrigée des variations climatiques, elle diminue de 5,5 %. Cette baisse touche à la fois la consommation finale à usage énergétique (- 5,4 % à climat corrigé), et celle à usage non énergétique (- 6,7 %). La consommation finale énergétique à climat corrigé diminue en particulier très fortement dans les transports (- 15,3 %) et, dans une moindre mesure, dans l'industrie (- 5,2 %) et le tertiaire (- 3,4 %). À l'inverse, elle progresse dans le résidentiel (+ 3,0 %). En 2020, les consommateurs finaux d'énergie ont dépensé 144,2 Md€, soit 16,2 % de moins qu'en 2019 en euros constants.



5.1 Consommation finale d'énergie : forte baisse

La consommation finale d'énergie réelle baisse de 7,8 % en 2020, pour s'établir à 1 638 TWh, dans un contexte de net recul du PIB (- 7,9 %). Le climat ayant été exceptionnellement doux en 2020, la diminution de la consommation finale d'énergie corrigée des variations climatiques est un peu moins forte (- 5,5 %). Entre 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4. 1), et 2019, elle avait baissé de 0,4 % en moyenne annuelle à climat corrigé.

La consommation finale à usage énergétique, corrigée des variations climatiques, recule en 2020 (- 5,4 %), pour s'établir à 1 564 TWh (figure 5.1.1). Dans les transports, fortement affectés par les restrictions de circulation en 2020, la baisse est particulièrement forte (- 15,3 %). La consommation diminue aussi en 2020 dans l'industrie (- 5,2 %) et le tertiaire (- 3,4 %) sous l'effet de la crise sanitaire. À l'inverse, la crise sanitaire a tiré la consommation d'énergie résidentielle à la hausse (+ 3,0 %) en raison d'une présence accrue des individus à leur domicile. Dans le secteur de l'agriculture-pêche, on observe une hausse de 3,3 %, dont une partie est sans doute liée à des comportements de stockage de produits pétroliers dans un contexte de prix bas. La consommation non énergétique, majoritairement concentrée dans la

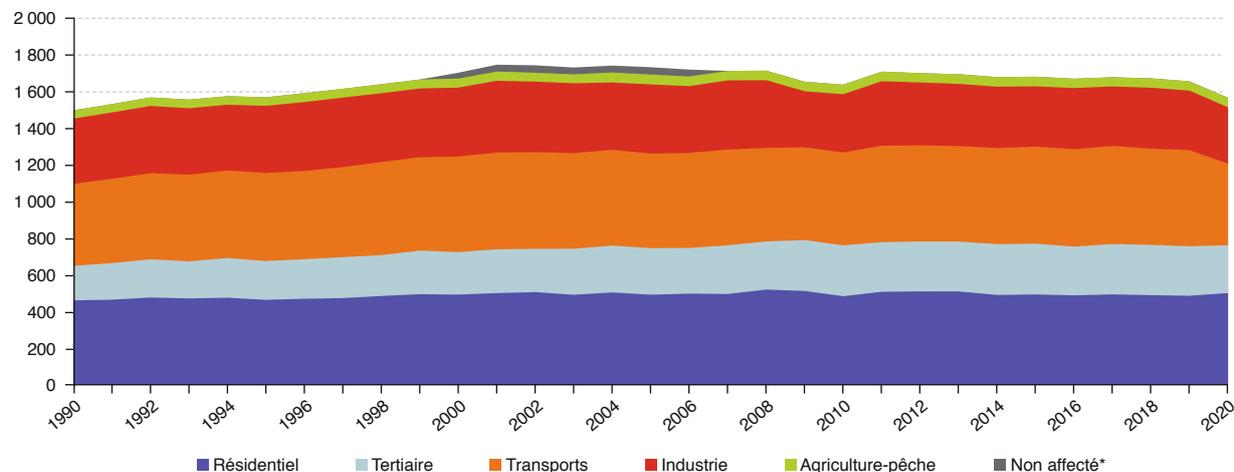
pétrochimie, diminue de 6,7 % en 2020, pour s'établir à 146 TWh.

La dépense nationale en énergie s'élève à 144,2 Md€ en 2020. Elle recule fortement (- 16,2 %) par rapport à 2019 en euros constants, alors qu'elle était restée stable en 2019 et avait augmenté les deux années précédentes (+ 6,7 % en 2018 et + 5,2 % en 2017) - (figure 5.1.2). Cette dépense avait atteint un pic en 2012 à 185,2 Md€₂₀₂₀. En 2020, les dépenses diminuent dans tous les secteurs. La baisse est très forte dans les transports (- 27,2 %) sous l'effet combiné de la baisse des consommations et de celle des prix des produits pétroliers. Elle est sensible dans l'industrie (- 16,7 %, y compris hauts-fourneaux), l'agriculture (- 14,7 %), le tertiaire (- 8,6 %) et plus légère dans le résidentiel (- 2,5 %).

Le transport concentre plus d'un tiers de la dépense nationale, pour 27 % 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 % hors hauts-fourneaux). 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 TWh (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 DROM.

Source : calculs SDES

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

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Industrie (hors hauts-fourneaux)	333,5	14 255	322,3	13 947	329,4	14 911	321,4	14 463	301,6	12 426
<i>Hauts-fourneaux</i>	<i>39,5</i>	<i>1 047</i>	<i>44,1</i>	<i>1 271</i>	<i>44,6</i>	<i>1 340</i>	<i>41,2</i>	<i>1 429</i>	<i>30,6</i>	<i>813</i>
Transports	531,5	59 689	535,7	65 484	524,6	72 455	524,6	71 885	444,6	52 319
Résidentiel	486,5	47 370	478,1	47 528	462,4	48 650	460,8	49 470	450,2	48 222
Tertiaire	266,3	21 616	270,2	22 361	265,8	22 827	262,2	23 167	243,5	21 164
Agriculture-pêche	51,0	3 221	50,5	3 464	51,2	3 905	50,7	3 864	52,3	3 298
Consommation finale énergétique (hors hauts-fourneaux)	1 668,9	146 150	1 656,9	152 784	1 633,5	162 748	1 619,7	162 849	1 492,2	137 428
Consommation finale non énergétique	155,4	6 716	163,9	7 922	154,6	8 767	156,4	7 830	146,0	5 973
Consommation finale (hors hauts-fourneaux)	1 824,3	152 866	1 820,8	160 706	1 788,1	171 515	1 776,2	170 679	1 638,1	143 401
Dépense nationale en énergie (y compris hauts-fourneaux)		153 912		161 977		172 855		172 107		144 214

Note : conformément aux conventions statistiques internationales relatives à la comptabilité physique de l'énergie, les hauts-fourneaux sont exclus de la consommation finale. Dans le cadre du bilan monétaire, ils sont en revanche inclus dans l'industrie et dans la dépense nationale en énergie.

Source : calculs SDES

5.2 Les ménages ont réduit leurs dépenses d'énergie

En 2020, les ménages français ont consommé 694 TWh d'énergie (*figure 5.2.1*), dont 450 TWh dans leurs logements (*cf. 5.3*) et 244 TWh pour leurs déplacements (*cf. 5.5*). Leurs dépenses énergétiques atteignent ainsi 81,6 Md€.

En moyenne, la dépense d'énergie d'un ménage représente 2 688 €, dont 1 589 € imputables à l'énergie dans le logement et 1 099 € aux achats de carburants (*figure 5.2.2*). En euros courants, dans un contexte d'inflation générale de biens et services de 0,5 %, la facture énergétique moyenne diminue de 13,7 % en 2020, après une légère augmentation en 2019 (+ 1,1 %). Cette évolution sensible est imputable aux carburants, dont les dépenses baissent de 27,4 %, tandis que les dépenses énergétiques liées au logement sont quasiment stables (- 0,8 %).

La légère diminution de la facture moyenne d'énergie domestique en 2020 résulte d'une faible augmentation du prix moyen de l'énergie du logement (*cf. 1.1*) et d'une baisse modérée de la consommation réelle des ménages. Les taxes énergétiques liées au logement (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)...) croissent très légèrement, passant en moyenne de 268 € en

2019 à 273 € en 2020, après avoir sensiblement augmenté entre 2011 et 2018 (*figure 5.2.3*). Le montant des chèques énergie émis en 2020 représente, quant à lui, 1,7 % de la facture d'énergie liée au logement en moyenne sur l'ensemble de la population (bénéficiaire ou non). Cette part est stable par rapport à 2019.

La dépense moyenne en produits pétroliers à usage domestique chute de 15,1 %, et celle en gaz naturel de 10,8 %, en raison de la baisse de leurs consommations et de leurs prix. Les dépenses moyennes en chaleur et en bois diminuent aussi (- 8,5 % et - 1,2 %). Ainsi, la facture des ménages décroît pour toutes les énergies sauf pour l'électricité, dont les dépenses augmentent de 6,5 %, en raison principalement de la hausse de son prix.

Le fléchissement de la dépense en carburants trouve, quant à lui, son origine à la fois dans la baisse des prix et dans celle de la consommation, dans un contexte de limitations de déplacements liées à la crise sanitaire. 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 DROM) passe de 646 € en 2019 à 530 € en 2020 en raison de la baisse de la consommation, alors qu'il avait augmenté de 26 % entre 2013 et 2018 (*figure 5.2.4*).

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

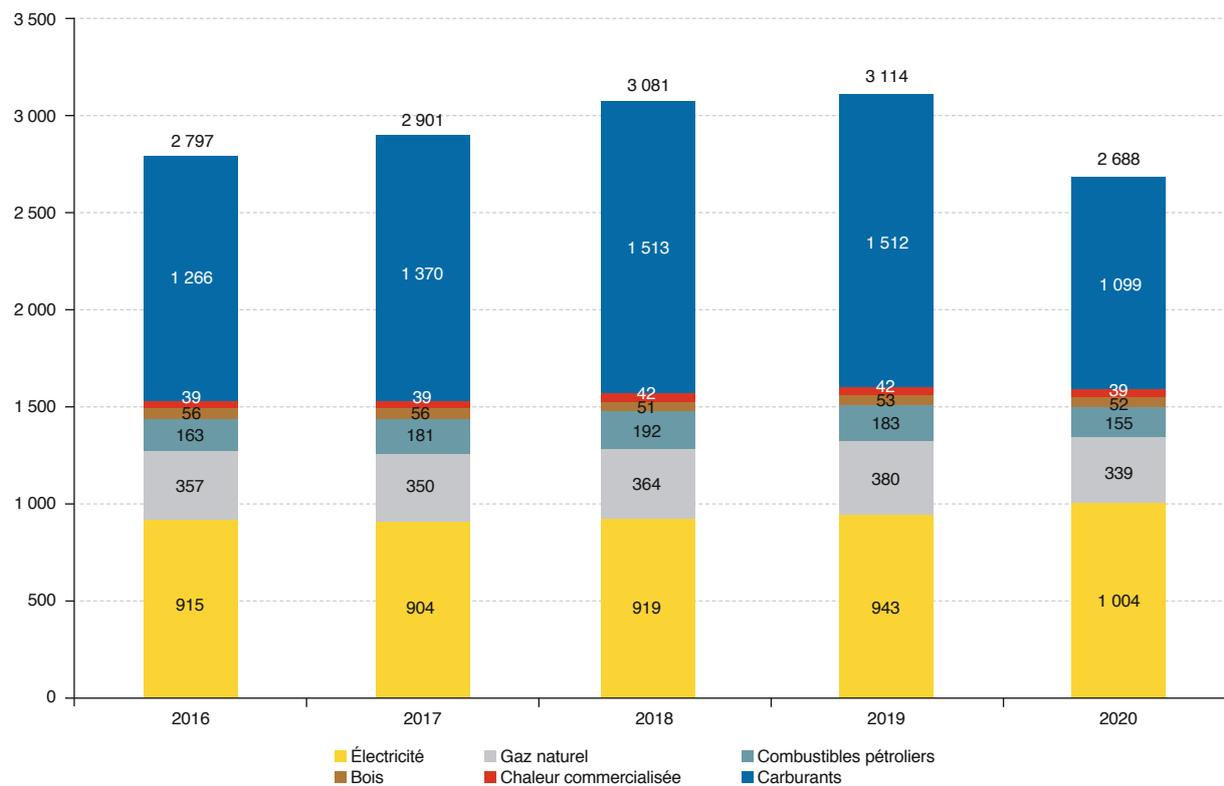
	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Logement	486,5	47 370	478,1	47 528	462,4	48 650	460,8	49 470	450,2	48 222
Transports	305,0	39 182	302,7	42 556	294,3	46 942	295,0	46 715	243,8	33 337
Total	791,5	86 552	780,8	90 084	756,7	95 592	755,8	96 186	694,0	81 558

Note : chèque énergie non déduit des dépenses d'énergie pour le logement.
Champ : France entière (y compris DROM).
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 2016 et 2020

En euros courants



*Note : chèque énergie non déduit des dépenses d'énergie par ménage pour le logement.
 Les dépenses en charbon, qui représentent pour l'ensemble des ménages moins de 10 M€ par an, ne sont pas représentées ici, mais sont bien incluses dans le total.
 Champ : France entière (y compris DROM).
 Source : calculs SDES*

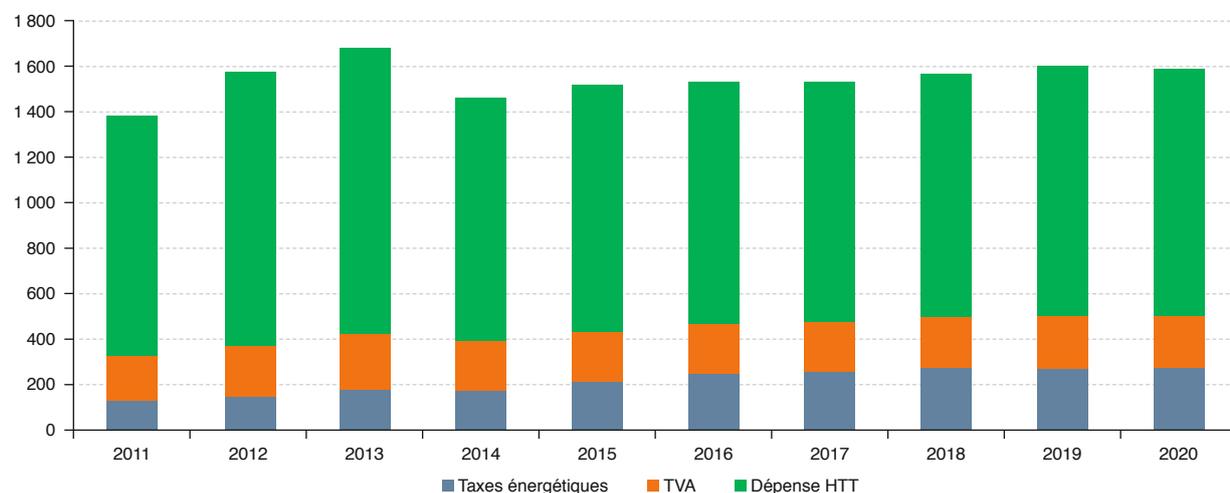
partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Au total, en 2020, l'énergie représente 8,3 % des dépenses réelles des ménages, hors loyers imputés et services d'intermédiation financière indirectement mesurés (Sifim), et 5,1 % de leur consommation effective, incluant notamment

ces éléments (figure 5.2.3). Cette part est en baisse (- 0,5 point) et demeure sensiblement éloignée de son pic atteint en 1985, à 11,9 %.

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

En euros courants

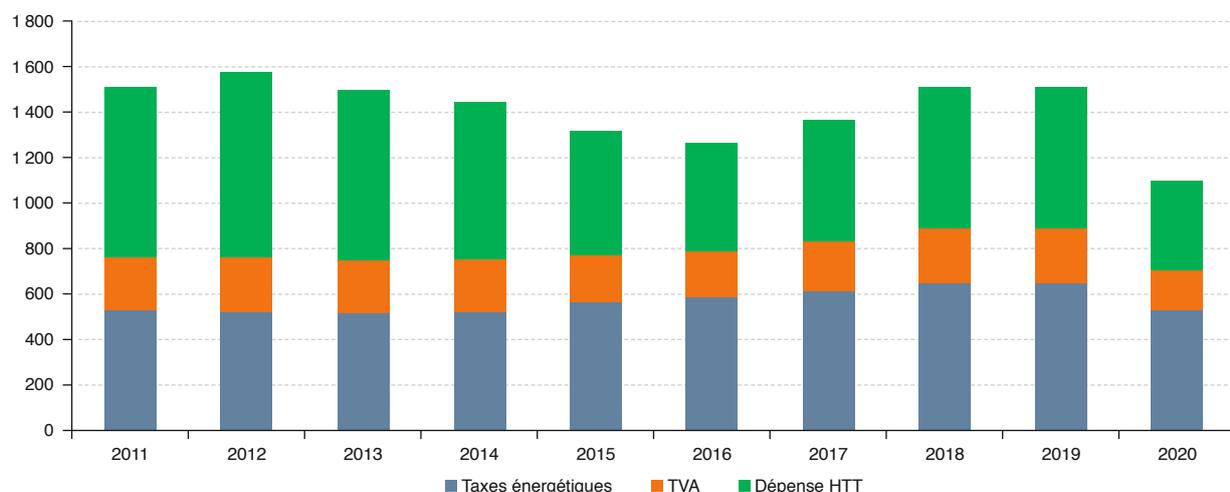


Champ : France entière (y compris DROM).

Source : SDES

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

En euros courants



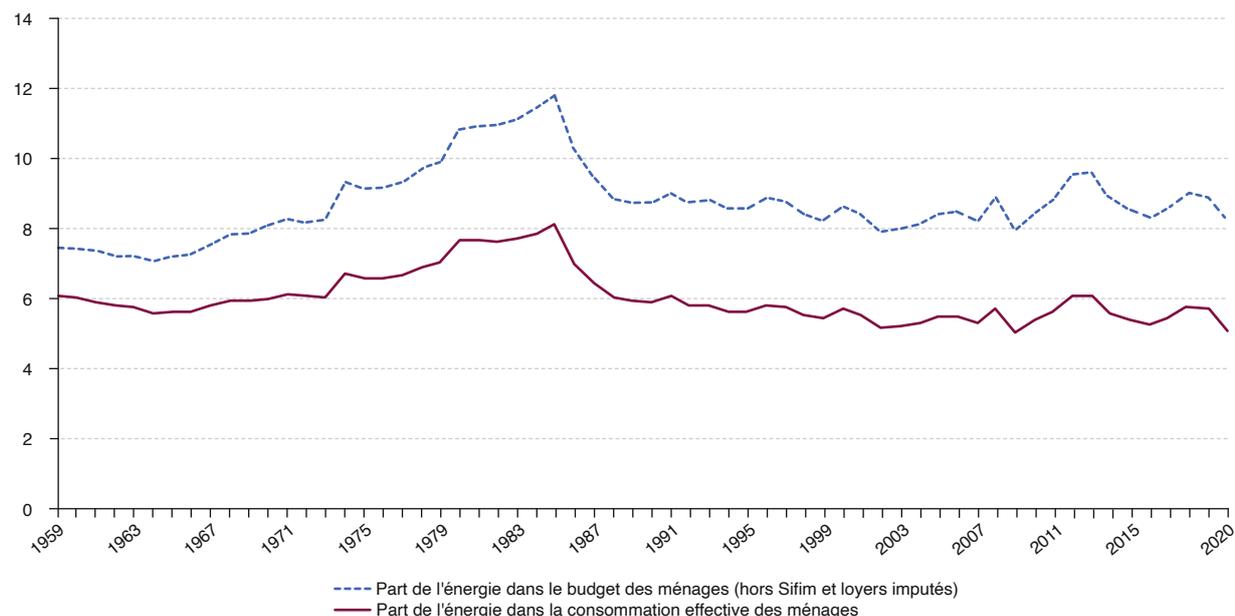
Champ : France entière (y compris DROM).

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 : 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.
Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
Sources : Insee, Comptes nationaux ; calculs SDES

5.3 Résidentiel : hausse de la consommation à climat constant

En raison des températures exceptionnellement clémentes en 2020, la consommation énergétique réelle du secteur résidentiel baisse de 2,3 % par rapport à 2019 et atteint 450 TWh. Corrigée des variations climatiques, elle augmente cependant de 3,0 % alors qu'elle tendait à légèrement décroître les années précédentes. Le rebond observé en 2020 est sans doute imputable à la crise sanitaire, qui a conduit les ménages à passer plus de temps dans leur domicile (*figure 5.3.1*). Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie, la consommation dans le résidentiel diminue de 1,8 %, soit - 0,2 % en moyenne annuelle.

Les consommations de l'ensemble des principales énergies utilisées sont en hausse en 2020, à climat constant. En particulier, la consommation d'électricité rebondit (+ 4,0 %) et s'établit à 171 TWh. Demeurant l'énergie principalement employée par les ménages, sa consommation représente plus d'un tiers de la consommation totale. Elle est en premier lieu utilisée pour des usages spécifiques (petit et gros électroménager, éclairage, audiovisuel, informatique, etc.). Représentant 30 % de la consommation des ménages, le gaz naturel est l'énergie employée la plus fréquemment pour le chauffage (36 %). Sa consommation augmente de 1,6 %, à 143 TWh. Représentant la troisième énergie du secteur résidentiel (23 %), la consommation des énergies renouvelables thermiques et déchets augmente de 3,4 %, à 114 TWh, en lien avec la forte croissance du parc de logements équipés de pompes à chaleur (+ 28 % entre 2019 et 2020).

La consommation de produits pétroliers rebondit en 2020 (+ 3,7 %, à 55 TWh) alors qu'elle avait baissé en moyenne annuelle de 5,2 % entre 2012 et 2019. Cette hausse peut trouver son origine dans des comportements de stockage de la part des ménages, encouragés par les prix bas des produits pétroliers. La consommation de chaleur commercialisée (*i.e.* distribuée via des réseaux) croît de 1,4 % et s'établit à 16 TWh.

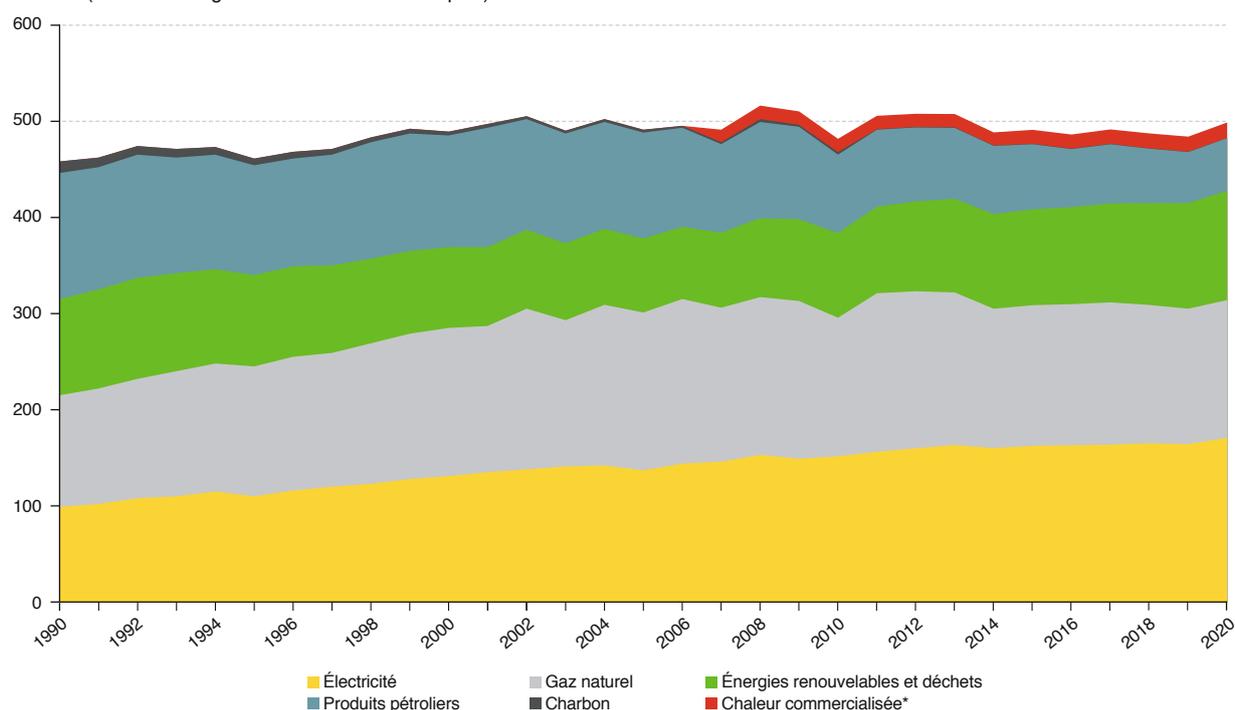
Les dépenses énergétiques totales des ménages s'élèvent à 48,2 milliards d'euros en 2020, en diminution de 2,5 % en euros constants (*figure 5.3.2*). Les baisses les plus sensibles sont le fait du fioul (- 16,6 %) et du gaz naturel (- 12,4 %), en lien avec la chute des prix de ces énergies (*cf. 1.2 et 1.3*), dont les dépenses s'établissent respectivement à 4,7 milliards d'euros et à 10,3 milliards d'euros. Les factures globales d'énergies renouvelables (1,6 milliard d'euros) et de chaleur commercialisée (1,2 milliard d'euros) diminuent respectivement de 2,9 % et de 10,1 %. Seules les dépenses d'électricité (30,5 milliards d'euros) augmentent (+ 4,6 %), en raison de la hausse de son prix (*cf. 1.7*). Elles représentent en 2020 près des deux tiers (63 %) de la dépense totale.

Les consommations de tous les usages énergétiques augmentent en 2020. Toutes énergies confondues, le chauffage concentre environ les deux tiers de la consommation du résidentiel en France métropolitaine. L'électricité spécifique en représente 17 %, l'eau chaude sanitaire 11 % et la cuisson 5 % (*figure 5.3.3*). La climatisation, à nouveau en forte progression en 2020, ne représente encore qu'une faible part de la consommation d'énergie (0,4 %).

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

Figure 5.3.1 : consommation finale énergétique dans le secteur résidentiel

En TWh (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 DROM.

Source : calculs SDES

Figure 5.3.2 : consommation finale énergétique dans le secteur résidentiel (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Produits pétroliers	60,4	5 052	60,1	5 614	54,2	5 942	50,6	5 655	50,1	4 715
Gaz naturel	146,9	11 051	142,7	10 875	134,3	11 286	132,2	11 739	125,1	10 281
Charbon	0,4	10	0,4	12	0,3	13	0,3	9	0,2	7
Énergies renouvelables et déchets*	101,0	1 738	99,3	1 744	98,7	1 586	103,0	1 631	98,9	1 583
Électricité	163,1	28 323	161,1	28 073	160,2	28 521	159,7	29 127	161,5	30 459
Chaleur commercialisée	14,7	1 196	14,5	1 210	14,7	1 302	15,0	1 309	14,4	1 176
Total	486,5	47 370	478,1	47 528	462,4	48 650	460,8	49 470	450,2	48 222

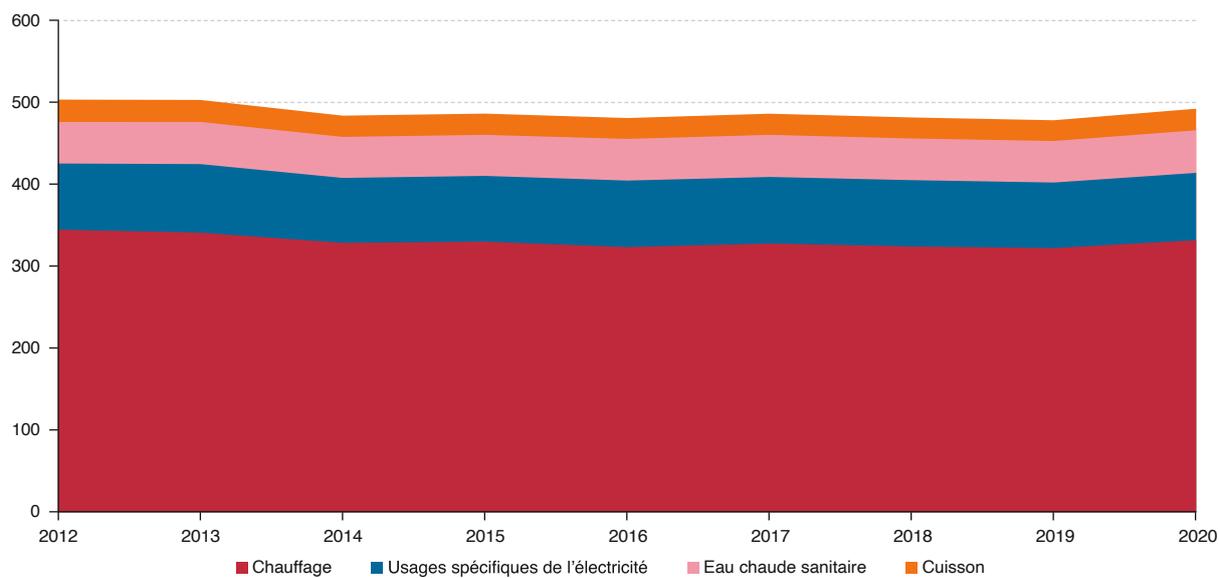
* Pour la valorisation monétaire des énergies renouvelables thermiques et déchets, seul le bois chauffage commercialisé est pris en compte.

Champ : France entière (y compris DROM).

Source : calculs SDES

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

Figure 5.3.3 : consommation finale énergétique dans le secteur résidentiel par usage
En TWh (données corrigées des variations climatiques)



Note : la consommation en climatisation, qui représente 2 TWh en 2020, n'est pas représentée ici, mais est bien incluse dans le total.
Champ : France métropolitaine.
Source : calculs SDES, d'après Ceren

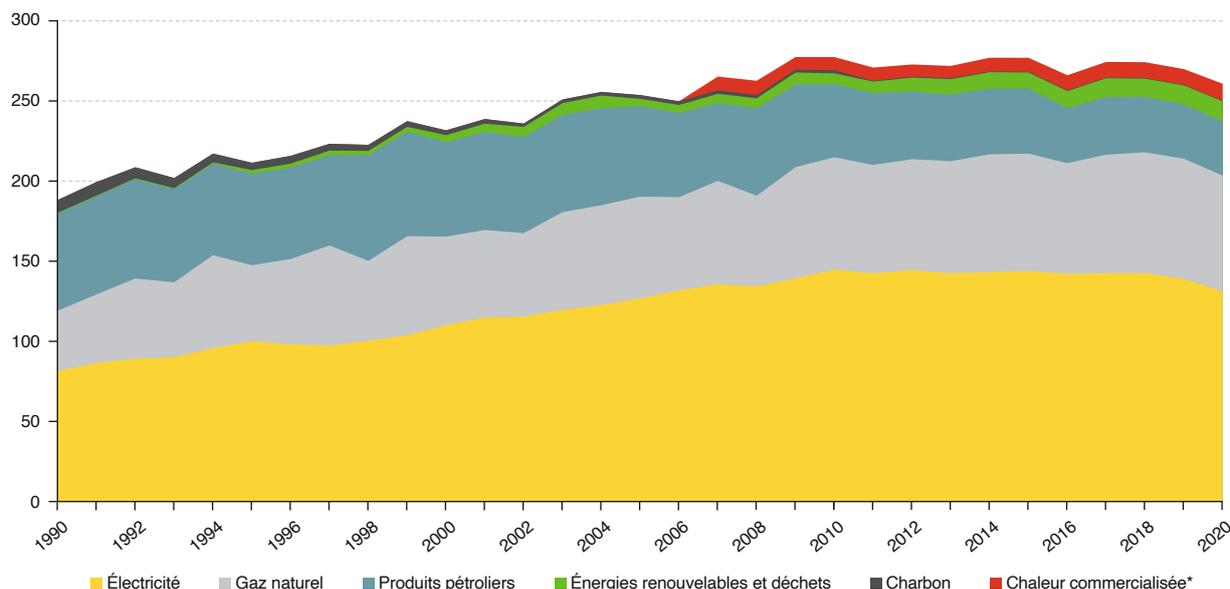
5.4 Tertiaire : chute de la consommation sous l'effet de la crise sanitaire et du climat

En 2020, affectée par la crise sanitaire (mesures de confinement, développement du télétravail, fermeture de commerces et de services accueillant du public, etc.), la consommation énergétique réelle du secteur tertiaire s'établit à 243,5 TWh, en diminution de 7,2 % par rapport à 2019. Corrigée des variations climatiques (CVC), la baisse de la consommation est moins prononcée (- 3,4 %) - (figure 5.4.1),

le climat en 2020 ayant été beaucoup plus doux qu'en 2019. En progression continue durant les années 2000, la consommation énergétique dans le secteur tertiaire était restée globalement stable entre 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), et 2019 (- 0,1 % en moyenne annuelle).

Figure 5.4.1 : consommation finale énergétique du secteur tertiaire

En TWh (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 DROM.

Source : calculs SDES

En 2020, corrigée des variations climatiques, la consommation d'électricité, qui représente la moitié du bouquet énergétique du tertiaire, recule de 5,6 %, alors qu'elle était restée à peu près stable depuis le début de la décennie. La consommation de gaz naturel baisse de 3,8 % en 2020. La consommation de produits pétroliers est stable (- 0,2 %),

alors qu'elle avait baissé de 3,1 % en moyenne annuelle entre 2012 et 2019. Des comportements de stockage, dans un contexte de prix très bas des produits pétroliers durant une partie importante de l'année 2020, ont sans doute tiré à la hausse les achats de fioul en 2020.

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

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Produits pétroliers	34,4	2 107	35,5	2 491	33,5	2 774	32,9	2 745	31,8	2 129
Gaz naturel	69,2	3 077	71,5	3 123	70,5	3 436	70,5	3 435	62,6	2 877
Charbon	0,5	9	0,5	11	0,4	11	0,4	8	0,4	6
Énergies renouvelables et déchets	10,6	84	11,3	95	10,9	97	11,3	103	11,5	92
Électricité	142,5	15 653	142,0	15 913	141,2	15 738	137,8	16 113	127,6	15 324
Chaleur commercialisée	9,1	686	9,4	728	9,3	771	9,3	763	9,6	736
Total	266,3	21 616	270,2	22 361	265,8	22 827	262,2	23 167	243,5	21 164

Source : calculs SDES

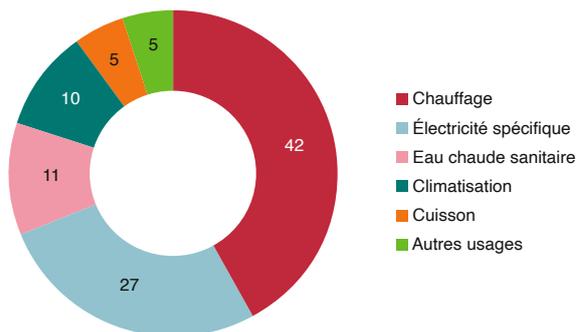
En 2020, le secteur tertiaire a dépensé près de 21,2 milliards d'euros pour sa consommation finale d'énergie, en baisse de 8,6 % en euros constants par rapport à 2019 (figure 5.4.2). Cette baisse concerne toutes les énergies, notamment les produits pétroliers (- 22,4 %) et le gaz naturel (- 16,3 %), dont les prix ont fortement fléchi en 2020.

En 2020, l'électricité concentre près des trois quarts de la dépense pour la moitié de la consommation finale, du fait d'un prix relativement élevé par rapport aux autres énergies.

Ce poids augmente en 2020 en raison de la hausse des prix de l'électricité. À l'inverse, le poids du gaz naturel est plus faible dans la dépense totale que dans la consommation (respectivement 14 % et 26 %). Troisième énergie du secteur, les produits pétroliers représentent 10 % de la dépense et 13 % de la consommation, devant la chaleur commercialisée via des réseaux (3 % de la dépense totale et 4 % de la consommation).

Figure 5.4.3 : consommation finale énergétique du secteur tertiaire selon les usages en 2020

En % (données 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

En 2020, le chauffage est le principal usage de la consommation finale énergétique du secteur tertiaire (42 %) - (figure 5.4.3). Le gaz naturel représente la moitié de l'énergie de chauffage devant le fioul domestique et l'électricité (respectivement 17 % et 16 %). En raison d'un hiver particulièrement doux et de la crise sanitaire, la consommation réelle consacrée au chauffage a fortement baissé.

La consommation d'électricité à usage spécifique (matériel informatique, éclairage...) se replie encore plus nettement et

représente 27 % de la consommation finale énergétique du tertiaire.

L'eau chaude sanitaire et la climatisation représentent chacune un peu plus de 10 % du total. Le gaz naturel est l'énergie la plus utilisée pour l'eau chaude sanitaire (46 %), devant l'électricité (31 %).

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

5.5 Transports : une consommation au plus bas depuis la fin des années 1980

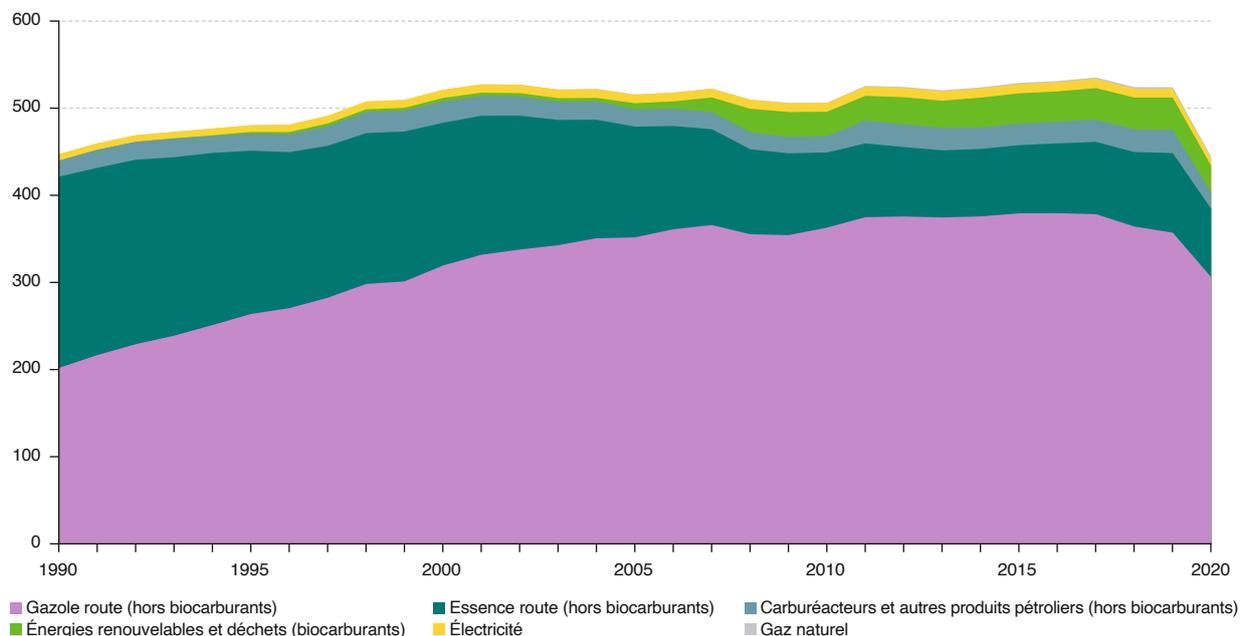
En 2020, l'usage des transports représente 30 % de la consommation énergétique finale, soit 445 TWh, dont 244 TWh sont liés aux déplacements des ménages (cf. 5.2) et 201 TWh relèvent des entreprises et administrations. Par convention statistique internationale, cette consommation exclut les soutes internationales aériennes (31 TWh) et maritimes (11 TWh).

La consommation énergétique finale pour les transports diminue fortement en 2020 (- 15,3 % par rapport à 2019) du fait des limitations de déplacements liées à la crise sanitaire, et retrouve un niveau qui n'avait plus été observé depuis la fin des années 1980 (figure 5.5.1). Le transport national de

voyageurs a été nettement plus affecté par la crise (- 23,5 % en 2020) que celui de marchandises (- 4,3 %) - (*Bilan annuel des transports en 2020*, SDES). La consommation finale d'énergie pour les transports était en revanche restée globalement stable entre 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie, et 2019. L'efficacité énergétique s'est améliorée, puisque, concomitamment à la stabilité de la consommation sur cette période 2012-2019, le transport national de voyageurs a crû modérément (+ 5 %) et celui de marchandises plus fortement (+ 12 %).

Figure 5.5.1 : consommation finale énergétique des transports

En TWh



Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
Source : calculs SDES

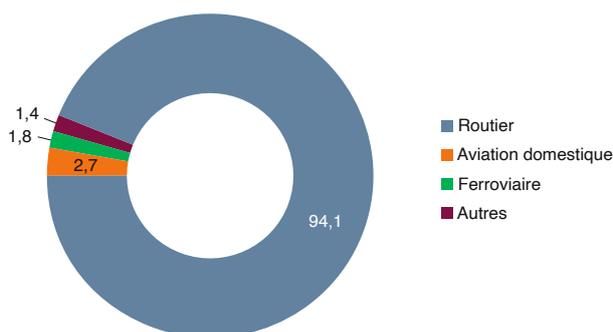
partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Les consommations du secteur (*figure 5.5.2*) sont dominées par le mode routier (94 %, soit 418 TWh), en relation avec ses parts modales dans le transport de passagers (88 %) comme de marchandises (86 %). Les vols domestiques (y compris les liaisons entre métropole et outre-mer) représentent 2,7 % de la consommation énergétique finale, pour moins de 4 % du transport de voyageurs. En incluant les vols internationaux (soutes aériennes internationales), la consommation du transport aérien représente 9 % des usages

de transports en 2020. Cette part est exceptionnellement faible par rapport aux années précédentes, l'aérien ayant été plus affecté par la crise sanitaire que les autres modes (*voir infra*). La part du secteur ferroviaire dans la consommation finale (1,8 %, à 8 TWh en 2020) est bien inférieure à ses parts modales (9 % pour les passagers comme pour le fret). La consommation du transport maritime et fluvial (y compris plaisance) national est de 5 TWh.

Figure 5.5.2 : part de chaque mode dans la consommation finale énergétique des transports en 2020

En %



Source : calculs SDES

Le bouquet énergétique, hors soutes internationales, est largement dominé par les produits pétroliers (90,7 %), principalement à destination des transports routiers. Il est complété par les biocarburants (6,9 %), l'électricité (1,9 %) et le gaz naturel, qui reste marginal (0,5 %).

Les ventes d'essence (en excluant les biocarburants incorporés) diminuent très nettement en 2020 (- 14,2 %), à 78 TWh. Cette baisse s'explique essentiellement par celle de la circulation des voitures particulières à motorisation essence (- 12 % en 2020), malgré la progression du parc correspondant (+ 3 %), au détriment des motorisations diesel. En effet, les limitations de déplacements ont entraîné une chute du kilométrage moyen parcouru en 2020 (- 15 %).

Les ventes de gazole routier (hors biocarburants incorporés) connaissent une baisse similaire (- 14,3 %). Elles représentent 69 % de la consommation finale pour le transport, à 306 TWh. La circulation a particulièrement diminué pour les voitures françaises (- 20 %), qui représentent environ la moitié de la consommation de gazole, ainsi que pour les véhicules particuliers étrangers (- 34 %). Le recul est un peu moins fort pour les véhicules utilitaires légers français (- 12 %) et surtout pour les poids lourds français ou étrangers (- 6 %), moins affectés par la crise sanitaire. Le transport routier de marchandises ne baisse en effet que de 4 % en tonnes-kilomètres en 2020.

À 31 TWh, la consommation de biocarburants routiers recule de 17,3 % en 2020, après plusieurs années de croissance (+ 19,4 % entre 2012 et 2019) dues à une hausse de leurs taux d'incorporation moyens. Ces taux en contenu énergétique atteignent 7,3 % pour le diesel et 7,6 % pour l'essence en 2020, contre respectivement 7,6 % et 7,7 % en 2019. La baisse du taux d'incorporation du biodiesel s'explique notamment par une mesure exceptionnelle, prise dans le cadre de la crise sanitaire, de bonification concernant la prise en compte de la consommation de biodiesel de qualité « hiver » pour le calcul de la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (Tirib), afin de permettre l'écoulement des stocks de production.

Tous carburants routiers confondus, les ventes diminuent de 14,5 % sur l'année 2020. La baisse a été particulièrement forte pendant le premier confinement (- 36 % au deuxième trimestre par rapport au même trimestre de l'année 2019), avant que les ventes ne retrouvent un niveau assez proche de 2019 à l'été (- 3 % au troisième trimestre) puis chutent à nouveau avec le deuxième confinement (- 12 % au quatrième trimestre). Les consommations de carburants routiers étaient globalement stables entre 2012 et 2019 (- 0,4 %), avec des croissances des parts de l'essence (+ 2,5 points) et des biocarburants (+ 1,2 point) au détriment du diesel.

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

La consommation de carburéacteurs chute de 53,3 % en 2020 (soutes internationales comprises), pour s'établir à 43 TWh. La baisse est plus prononcée pour le trafic international (- 57,7 %) que pour le trafic intérieur (- 36,1 %). Cette consommation de carburéacteurs avait fortement augmenté entre 2012 et 2019 (+ 13,1 %).

Les livraisons à destination des soutes maritimes internationales, principalement sous forme de fioul lourd, sont en baisse de 44 % en 2020. L'activité du transport maritime s'est repliée en 2020 (- 13 %).

La consommation d'électricité, majoritairement liée au mode ferré, s'élève à 8 TWh en 2020. Elle est en forte baisse par rapport à 2019 (- 17,3 %), le trafic de voyageurs dans les transports ferrés ayant chuté de 42 % du fait de la crise sanitaire. En revanche, la consommation des véhicules électriques et hybrides rechargeables poursuit sa forte croissance malgré les restrictions de déplacement, pour atteindre 0,4 TWh en 2020, soit + 30 % par rapport à 2019.

La consommation de gaz naturel pour le mode routier (y compris le gaz naturel porté par camion sous forme de gaz naturel liquéfié depuis les terminaux méthaniers) continue sa forte progression, de 19 % en 2020. À un niveau de 2 TWh en 2020, elle représente 0,5 % de la consommation finale.

La dépense énergétique du secteur des transports s'élève en 2020 à 52 Md€ (*figure 5.5.3*). Comme la consommation finale, la facture énergétique des transports est dominée par les produits pétroliers (95 %), en particulier à destination du transport routier (93 %). Elle chute en 2020 (- 27,2 % en euros constants), en raison notamment de la forte baisse conjointe des consommations et des prix des carburants (*cf. 1.2*). Les taxes énergétiques sur les carburants représentent 49 % de la dépense en 2020, en hausse de 6 points par rapport à 2019. Ces taxes sont en effet proportionnelles aux volumes achetés et représentent donc une part plus importante du prix d'achat des carburants du fait de la baisse des cours des produits pétroliers en 2020.

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Produits pétroliers	484,8	56 412	486,9	62 079	476,0	69 001	475,4	68 543	403,2	49 553
Gaz naturel	1,4	67	1,7	62	2,0	89	1,9	76	2,2	78
Énergies renouvelables et déchets (biocarburants)	34,8	2 693	36,5	2 851	36,5	2 824	37,2	2 718	30,8	2 137
Électricité	10,5	516	10,6	493	10,1	540	10,1	547	8,3	551
Total	531,5	59 689	535,7	65 484	524,6	72 455	524,6	71 885	444,6	52 319

Source : calculs SDES

5.6 Industrie : baisse de la consommation énergétique

Le secteur de l'industrie comprend ici l'industrie manufacturière, y compris agroalimentaire, et la construction. La consommation de charbon des hauts-fourneaux, considérés comme faisant partie du secteur de la transformation d'énergie par convention statistique internationale, est exclue de la consommation d'énergie physique de l'industrie (et traitée en conséquence dans la partie 3) mais incluse dans la dépense. 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 à usage non énergétique s'établit à 146,0 TWh en 2020. La grande majorité de ces consommations à usage non énergétique concerne l'industrie chimique, avec en tête la consommation de produits pétroliers (96,2 TWh, production de plastique notamment), puis de gaz naturel (12,0 TWh, principalement pour la synthèse d'engrais).

La consommation finale à usage énergétique réelle de l'industrie et de la construction s'établit, quant à elle, à 301,6 TWh en 2020. Dans un contexte de chute de la production industrielle de 11 % provoquée par la crise sanitaire, elle diminue très fortement par rapport à 2019 (- 6,2 % en données réelles et - 5,2 % corrigée des variations climatiques) - (figure 5.6.1). Entre 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie, et 2019, elle avait baissé à climat constant de 0,8 % en moyenne annuelle.

Par secteur, les évolutions sont contrastées. C'est dans la sidérurgie, qui pèse 6 % de la consommation énergétique industrielle (figure 5.6.2), et dans les matériels de transport (3 % de la consommation) que la consommation baisse le plus (respectivement - 19,9 % et - 16,3 %). La consommation se replie aussi (- 7,0 %) dans le secteur des produits minéraux non métalliques et, dans une moindre mesure, dans la chimie-pétrochimie (- 3,2 %), qui est le premier secteur consommateur, avec près du quart de la consommation finale industrielle. La consommation est stable en 2020 dans le secteur des produits alimentaires, boissons et tabac, qui représente un cinquième de la consommation d'énergie.

En 2020, le bouquet énergétique final (figure 5.6.1) est dominé par le gaz (38 %) et l'électricité (35 %). Viennent ensuite les produits pétroliers (10 %), les énergies renouvelables et les déchets (7 %), la chaleur commercialisée (6 %) et le charbon (3 %). Cependant, en incluant les

consommations des hauts-fourneaux, la part du charbon passerait à 12 %.

À climat constant, la consommation finale de gaz naturel à usage énergétique diminue par rapport à 2019, à 120,4 TWh (soit - 3,2 %). Quasiment tous les secteurs sont concernés par cette baisse, et particulièrement les métaux non ferreux (- 31,1 % en données réelles), la sidérurgie (- 21,8 %), les matériels de transport (- 20,8 %) et, dans une moindre mesure, les produits minéraux non métalliques (- 5,0 %). La consommation est stable dans les industries agroalimentaires et croît légèrement dans le secteur de la chimie et pétrochimie et les industries extractives.

La consommation finale d'électricité est particulièrement affectée par la crise sanitaire, diminuant de 8,0 % à climat constant, pour s'établir à 106,9 TWh. Tous les secteurs sont concernés par cette baisse. Elle est principalement portée par les secteurs de la sidérurgie (- 22,2 % à données réelles), des matériels de transport (- 12,1 %), des machines (- 11,4 %) et des produits minéraux non métalliques (- 9,2 %). Elle est moindre dans les industries agroalimentaires (- 4,1 %), la chimie-pétrochimie (- 3,3 %) et les métaux non ferreux (- 1,4 %).

La consommation finale de produits pétroliers fléchit en 2020, de 3,1 % à climat constant, à un rythme plus important que celui observé depuis 2012 (- 1,9 % par an en moyenne).

La consommation finale d'énergies renouvelables et de déchets est quasiment stable (- 0,4 %) à climat constant.

La consommation finale de chaleur commercialisée baisse de 5,3 % à climat constant. Cette baisse est portée par le secteur de la chimie-pétrochimie (- 11,7 %). À l'inverse, la consommation de l'agroalimentaire augmente de 17,8 %.

La consommation finale de charbon (hors hauts-fourneaux) diminue de 12,9 %. Elle chute encore plus fortement dans les hauts-fourneaux (- 25,8 %), non pris en compte dans la consommation finale industrielle (cf. 3.3).

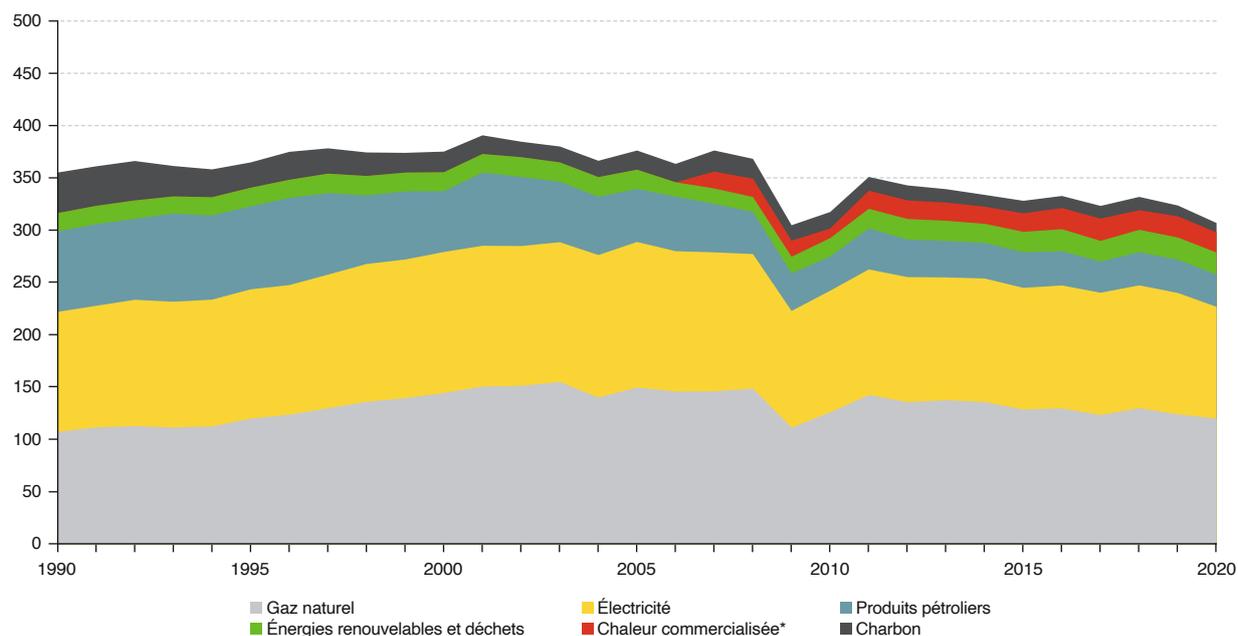
La dépense énergétique totale (figure 5.6.3) de l'industrie (y compris hauts-fourneaux) s'élève, en 2020, à 13,2 milliards d'euros, en baisse de 16,7 %, en euros constants, sur un an. La diminution est plus forte pour le gaz (- 25,2 %) que pour l'électricité (- 7,0 %), du fait de la chute du prix du gaz et de la hausse de celui de l'électricité (cf. 1.3.2 et 1.7.2).

La facture en électricité représente, à elle seule, près des trois cinquièmes de la dépense totale (59 %) et celle en gaz naturel un cinquième (20 %), alors que ces deux énergies ont une part presque identique dans la consommation finale énergétique.

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

Figure 5.6.1 : consommation finale énergétique de l'industrie

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



* Données disponibles à partir de 2007 uniquement.

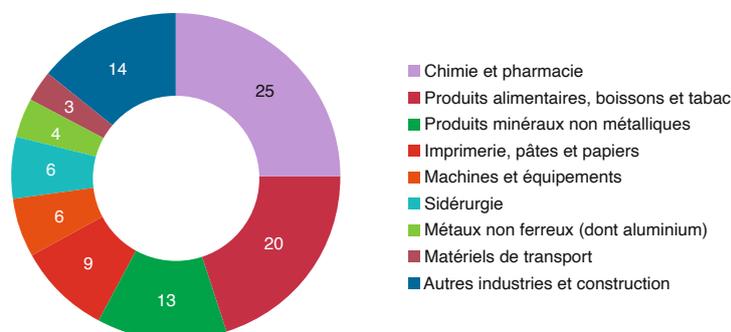
Note : conformément aux conventions statistiques internationales relatives à la comptabilité physique de l'énergie, les hauts-fourneaux sont exclus de la consommation finale.

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

Source : calculs SDES

Figure 5.6.2 : répartition par secteur de la consommation finale énergétique de l'industrie en 2020

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

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

Figure 5.6.3 : consommation finale énergétique de l'industrie par énergie (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Produits pétroliers	32,7	1 351	29,8	1 516	31,6	1 840	31,8	1 743	30,7	1 323
Gaz naturel	130,2	3 946	122,5	3 663	127,9	4 090	122,1	3 465	115,7	2 592
Charbon et dérivés : hors hauts-fourneaux	11,5	188	12,1	234	12,7	271	10,3	227	9,0	161
<i>Charbon et dérivés : hauts-fourneaux</i>	<i>39,5</i>	<i>1 047</i>	<i>44,1</i>	<i>1 271</i>	<i>44,6</i>	<i>1 340</i>	<i>41,2</i>	<i>1 429</i>	<i>30,6</i>	<i>813</i>
Énergies renouvelables et déchets*	21,1	112	19,8	123	21,5	148	21,3	131	21,2	127
Électricité	117,7	8 107	116,7	7 821	116,9	7 985	115,7	8 351	105,8	7 771
Chaleur commercialisée	20,3	551	21,3	590	18,8	577	20,3	546	19,2	453
Total (hors hauts-fourneaux)	333,5	14 255	322,3	13 947	329,4	14 911	321,4	14 463	301,6	12 426
Dépense totale y compris hauts-fourneaux		15 301		15 217		16 251		15 892		13 238

* Pour la valorisation monétaire des énergies renouvelables et déchets, seuls le bois-énergie et les biocarburants sont pris en compte.

Note : conformément aux conventions statistiques internationales relatives à la comptabilité physique de l'énergie, les hauts-fourneaux sont exclus de la consommation finale. Dans le cadre du bilan monétaire, ils sont en revanche inclus dans l'industrie et dans la dépense nationale en énergie.

Source : calculs SDES

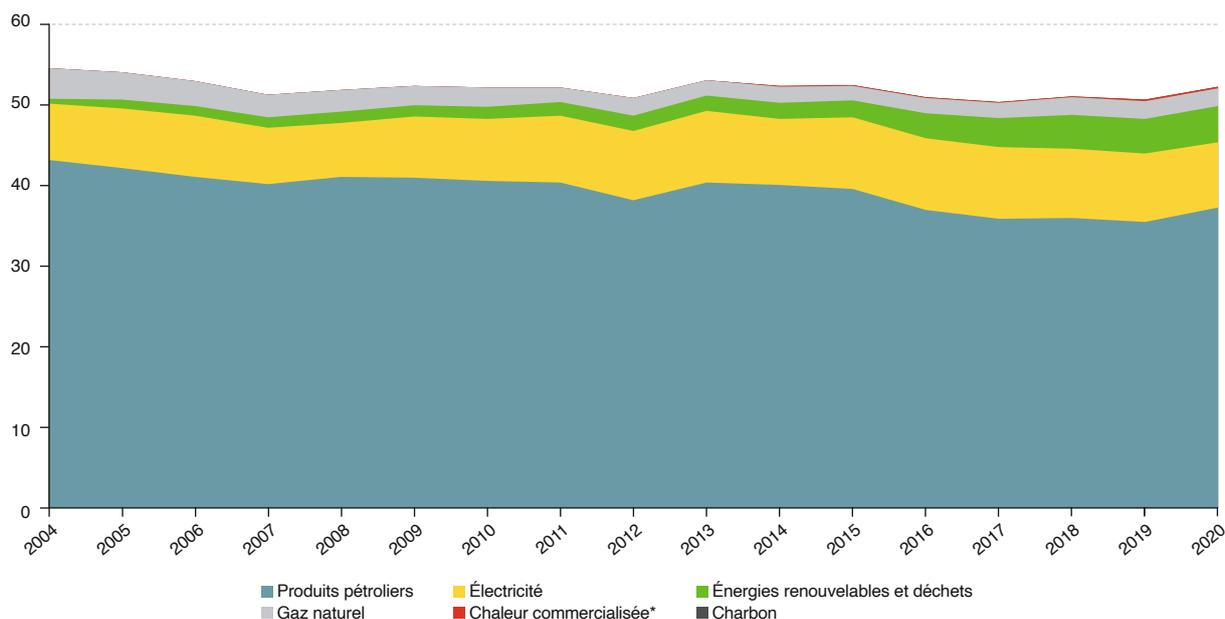
5.7 Agriculture-pêche : baisse sensible de la dépense d'énergie

Avec 52,3 TWh, la consommation finale d'énergie de l'agriculture et de la pêche est en hausse de 3,3 % en 2020, après avoir baissé de 1,0 % en 2019. Elle varie peu depuis une dizaine d'années, apparaissant 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), la consommation de l'agriculture et de la pêche est à peu près stable (+ 0,3 % d'évolution en moyenne annuelle).

Figure 5.7.1 : consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche

En TWh



* 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 DROM.

Source : calculs SDES

Le mix énergétique est toujours dominé par les produits pétroliers, essentiellement du gazole non routier (GNR), qui représentent 71 % de la consommation agricole en 2020. Leur consommation augmente de 5,2 % par rapport à 2019. Il est probable qu'au moins une partie de cette hausse s'explique par des comportements de stockage, dans un contexte de prix bas (la consommation étant ici assimilée aux achats). La consommation d'électricité, qui représente la deuxième source d'énergie du secteur (15 %), recule de

4,7 %. Viennent ensuite les énergies renouvelables et déchets, qui représentent 9 % de la consommation énergétique agricole, et dont la consommation progresse de 5,5 % sur un an. Celle de gaz naturel est stable.

La pêche représente 6,9 % des consommations d'énergie de l'ensemble agriculture-pêche. Sa consommation finale d'énergie, composée pour l'essentiel du gazole consommé par les bateaux de pêche, progresse à nouveau en 2020 (+ 4,3 %, après + 1,6 % en 2019).

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

	2016		2017		2018		2019		2020	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₀								
Produits pétroliers	37,0	2 001	35,9	2 193	36,0	2 560	35,5	2 509	37,3	2 000
Gaz naturel	1,9	84	1,9	81	2,2	93	2,2	91	2,2	82
Charbon	0,0	0	0,0	1	0,0	1	0,0	0	0,0	0
Énergies renouvelables et déchets	3,1	75	3,6	112	4,2	147	4,3	135	4,5	132
Électricité	8,9	1 052	8,9	1 071	8,6	1 093	8,5	1 111	8,1	1 069
Chaleur commercialisée	0,1	8	0,1	7	0,1	12	0,2	18	0,2	15
Total	51,0	3 221	50,5	3 464	51,2	3 905	50,7	3 864	52,3	3 298

Source : calculs SDES

En 2020, avec 3,3 milliards d'euros pour sa consommation finale d'énergie, la dépense du secteur de l'agriculture et de la pêche baisse de 15 % (figure 5.7.2). Les produits pétroliers concentrent 61 % de la dépense, pour 71 % de la consommation finale. A contrario, la dépense en électricité est plus importante que sa consommation (respectivement 15 % et 32 %), son prix étant plus élevé que celui des autres énergies. Troisième énergie du secteur, les énergies

renouvelables et déchets représentent 4 % de la dépense, contre 9 % de la consommation.

La pêche a dépensé 140 millions d'euros pour sa consommation finale d'énergie, soit une diminution de 34 % par rapport à 2019 en euros constants, du fait de la très forte baisse du prix des carburants de pêche sur un an (- 36 % en euros courants).

partie 6

Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

— Les émissions réelles de CO₂ liées à la combustion d'énergie en France métropolitaine ont chuté de 13,2 % en 2020, dans un contexte de forte diminution de la consommation d'énergie du fait de la crise sanitaire. À climat constant, la baisse est un peu moindre (- 11,0 %) en raison de températures particulièrement douces en 2020. Sur le plus long terme, les émissions corrigées des variations climatiques se sont repliées de 28 % depuis 1990 (- 19 % entre 1990 et 2019). Les transports demeurent le premier secteur émetteur de CO₂ (39 % à climat corrigé), devant le résidentiel et le tertiaire (25 %), l'industrie (16 %), la branche énergie (16 %) et l'agriculture et la pêche (4 %).



6. Forte 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 méthodologique page 110), 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 diminuent de 13,2 % en France métropolitaine en 2020, pour atteindre 257 MtCO₂ (figure 6.1). Corrigée des variations climatiques, cette baisse est de 11,0 %, le climat hivernal ayant été particulièrement doux en 2020. Les transports contribuent à plus de la moitié de cette baisse, les déplacements ayant été fortement limités avec la crise sanitaire. Les émissions de la branche énergie et du secteur de l'industrie connaissent également des baisses importantes.

À plus long terme, les émissions à climat constant sont inférieures de 28 % au niveau de 1990 : après une quasi-stabilité globalement sur la période 1990-2005 (+ 0,1 % en moyenne par an), elles ont diminué entre 2005 et 2019 à un rythme annuel moyen de 1,6 %. Malgré la baisse exceptionnelle connue en 2020, les réductions d'émissions devront s'intensifier pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, cible fixée par la loi Énergie et Climat adoptée en 2019. Cette dernière prévoit en effet une division des émissions de gaz à effet de serre (dont les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie représentent plus de 65 %) par un facteur supérieur à 6, ce qui correspondrait à une baisse annuelle moyenne d'au moins 3 % entre 1990 et 2050, et d'environ 5 % entre 2020 et 2050 au vu de l'évolution connue au cours des 30 dernières années.

Tous secteurs confondus, les produits pétroliers restent de loin la principale source d'émissions (57 % en 2020), bien que cette part soit en légère diminution par rapport à 1990 (figure 6.2). La part des émissions liées au gaz naturel (33 % du total) double sur la période (16 % en 1990), tandis que celle des émissions liées au charbon et à ses dérivés (7 % du total) est divisée par 3 (21 % en 1990). Enfin, la valorisation énergétique de déchets non renouvelables représente un peu plus de 2 % des émissions.

Les transports (hors routes aériennes et maritimes internationales) sont le premier secteur émetteur sur toute la période 1990-2020. Ils représentent 39 % du total en 2020 à climat corrigé. Les émissions sont quasi exclusivement associées à la combustion de produits pétroliers. Elles chutent de 14,9 % en 2020, dans un contexte de restriction des déplacements du fait de la crise sanitaire.

Les transports sont le seul secteur pour lequel les émissions ont augmenté entre 1990 et 2019 (+ 3,8 %), avec un pic atteint au début des années 2000. La consommation énergétique est restée stable entre 2012 et 2019, mais l'incorporation croissante de biocarburants (dont les émissions liées à la combustion sont conventionnellement nulles) a contribué à faire légèrement baisser les émissions (- 0,2 % par an en moyenne sur la période 2012-2019).

Les émissions directes³, corrigées des variations climatiques, du résidentiel et du tertiaire représentent 25 % du total (dont deux tiers pour le résidentiel et un tiers pour le tertiaire). À climat constant, ces émissions augmentent légèrement en 2020 (+ 0,7 %) avec des évolutions contrastées : la crise sanitaire a, d'une part, conduit les ménages à passer plus de temps dans leur domicile (cf. 5.3), d'où une augmentation des émissions du résidentiel de 2,3 %, et a, d'autre part, fait diminuer la fréquentation des bureaux et des commerces (cf. 5.4), entraînant une baisse des émissions du tertiaire de 2,1 %. Sur le long terme, alors que la consommation finale d'énergie du secteur résidentiel et tertiaire a nettement augmenté depuis 1990 (+ 16 %), les émissions directes sont inférieures de 24 % à leur niveau de 1990. Cette divergence est liée à la place croissante de l'électricité dans ces consommations (+ 11 points) et au recours accru au gaz naturel pour le chauffage (+ 5 points), au détriment des produits pétroliers (- 18 points).

La branche énergie, qui inclut notamment les émissions de la production d'électricité et de chaleur et celles des raffineries, représente 16 % des émissions totales. Les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité et de chaleur (y compris autoproducteurs) poursuivent leur baisse en 2020 (- 6 % à climat constant). Elles diminuent pour toutes les énergies : - 4 % pour le gaz naturel, - 12 % pour le charbon et - 17 % pour la combustion de produits pétroliers. Depuis 1990 ces émissions ont fortement diminué (- 39 %), ce qui s'explique à la fois par une moindre utilisation des énergies fossiles pour la production d'électricité et de chaleur, et, au sein des énergies fossiles, par une baisse continue de la part du charbon (et du pétrole dans une moindre mesure) au profit du gaz naturel moins émetteur de CO₂.

Les émissions directes³ de l'industrie se replient en 2020 (- 9,5 % à climat constant) et représentent 16 % des émissions liées à l'énergie. Elles ont diminué de 37 % depuis 1990, alors que les consommations énergétiques du secteur ont baissé de 19 % dans le même temps. Le différentiel est lié au recul prononcé de l'utilisation des énergies les plus émettrices (produits pétroliers et charbon, - 60 % et - 59 % respectivement) au profit du gaz naturel et surtout de l'électricité.

³ Non compris les émissions indirectes liées à la consommation d'électricité et de chaleur commercialisée, celles-ci étant comprises dans la branche énergie.

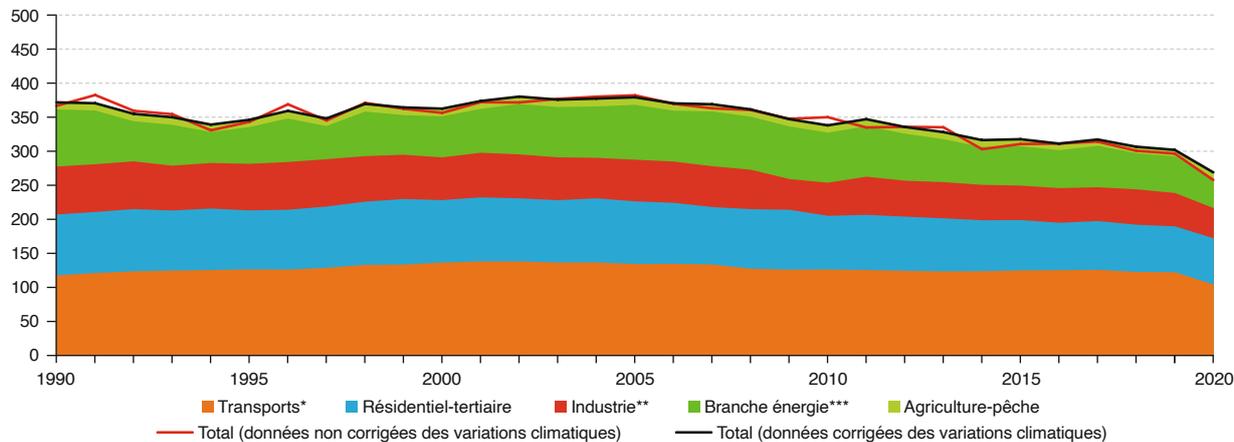
partie 6 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

Dans l'agriculture et la pêche, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie, en grande majorité dues à l'utilisation de produits pétroliers, s'élèvent à 10,3 MtCO₂ en 2020. Elles ont diminué de 8 % par rapport à 1990. La part de l'agriculture et de la pêche dans les émissions liées à la combustion reste limitée (4 %), en lien avec le faible poids du secteur dans la consommation totale d'énergie.

Dans les départements et régions d'outre-mer, les émissions liées à la combustion d'énergie s'élèvent en 2020 à 8,2 MtCO₂. Elles sont principalement liées aux transports (3,2 MtCO₂) et à la production d'énergie (4,8 MtCO₂ réparties entre combustion de produits pétroliers et de charbon). Enfin, les liaisons aériennes DROM-métropole représentent 1,8 MtCO₂.

Figure 6.1 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie par secteur entre 1990 et 2020

En MtCO₂ (données corrigées des variations climatiques sauf indication contraire)



* Hors transports internationaux maritimes et aériens.

** Y compris hauts-fourneaux.

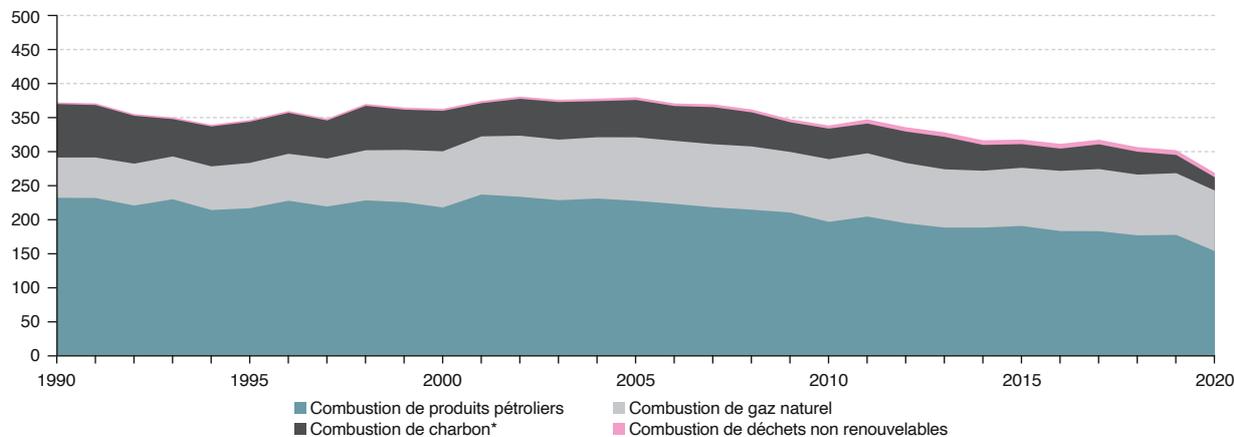
*** Y compris écart statistique.

Note : contrairement au reste du bilan, les émissions des DROM 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 2020

En MtCO₂ (données corrigées des variations climatiques)



* Y compris gaz sidérurgiques.

Note : contrairement au reste du bilan, les émissions des DROM 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 près de 90 % des émissions totales de CO₂ et plus de 65 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) en France. Les autres émissions de GES 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.

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 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 GES du Protocole de Kyoto et non le seul CO₂ issu de la combustion d'énergie (les émissions de CO₂ non énergétiques représentant 38 MtCO₂ en 2019 hors UTCATF, et celles des autres GES 110 MtCO₂éq). Pour les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie, quelques différences subsistent, en particulier (*figure 6.3*) :

- 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, industrie notamment, pour les inventaires.
- Le SDES ne prend en compte les émissions des départements et régions 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.

En conséquence, les émissions estimées ici ne sont pas directement comparables à celles des inventaires nationaux d'émissions.

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*.



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



Figure 6.3 : émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie en 2019

En MtCO₂ (données non corrigées des variations climatiques)

Branche énergie	Inventaire national		Bilan de l'énergie	
Branche énergie	37,9	57,1	(a, b)	
Industrie	47,2	48,7	(b, c)	
Résidentiel-tertiaire	62,8	64,1		
Agriculture-pêche	9,9	9,9		
Transports	130,8	127,9	(d)	
Total	288,6	307,6		

Notes : pour le bilan de l'énergie, le champ géographique est la métropole et les 5 DROM. L'inventaire national inclut en outre l'île de Saint-Martin (« périmètre Kyoto »), et les émissions correspondent aux quantités de CO₂ hors biomasse rapportées dans la catégorie CRF « 1 A. Fuel combustion activities (sectoral approach) ».

(a) Les émissions incluent un écart statistique dans le bilan de l'énergie, les consommations d'énergie de la branche énergie correspondant au solde entre les ressources et la consommation finale, à la différence de l'inventaire national, qui repose sur l'estimation directe des emplois.

(b) 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, l'industrie notamment, pour les inventaires.

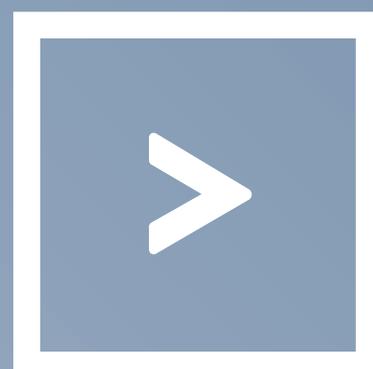
(c) Une partie des émissions considérées ici comme relevant de la combustion d'énergie fossile dans l'industrie (notamment dans les hauts-fourneaux) sont allouées, dans les inventaires nationaux d'émissions, à la catégorie CRF « 2. Industrial Processes and Product Use ».

(d) Les émissions liées à la part fossile des biocarburants ne sont pas comptabilisées.

Sources : Citepa (inventaire format CCNUCC-KP, avril 2021) ; calculs SDES

Annexes

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



Bilans énergétiques de la France

Notes

- EnR électriques : hydraulique (hors pompages), énergies marines, éolien, solaire photovoltaïque.
- EnR thermiques et déchets : biomasse solide, biogaz, biocarburants, déchets, solaire thermique, géothermie, pompes à chaleur.
- Pétrole brut : inclut également de faibles quantités de condensats (liquides de gaz naturel), d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d'autres produits à distiller.
- 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 2020

Données réelles
En TWh

	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	9,80	0,00	0,18	1 072,22	117,28	228,61	0,00	0,00	1 428,09
Importations	59,35	394,74	514,40	479,42	0,00	0,00	15,46	19,54	0,00	1 482,90
Exportations	- 0,10	- 1,45	- 151,98	- 95,02	0,00	0,00	- 8,00	- 64,58	0,00	- 321,12
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 11,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 11,09
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 30,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 30,68
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	2,28	2,54	- 1,68	21,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,38
Consommation primaire	61,53	405,63	318,96	405,83	1 072,22	117,28	236,07	- 45,04	0,00	2 572,48
Écart statistique	- 3,17	7,63	4,78	1,30	0,00	0,00	0,00	3,21	0,00	13,75
Production d'électricité	14,86	0,00	13,30	55,44	1 072,22	117,28	36,26	- 528,84	0,00	780,53
Production de chaleur	1,57	0,00	0,20	21,09	0,00	0,00	31,02	0,00	- 47,71	6,18
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 1,99	0,00	0,00	1,99	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	440,55	- 437,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,07
Autres transformations, transferts	24,86	- 42,55	41,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,94
Usages internes de la branche énergie	10,86	0,00	12,29	6,26	0,00	0,00	0,00	33,34	0,00	62,76
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	3,91	0,00	0,00	0,00	35,89	4,32	44,12
Consommation nette de la branche énergie	48,99	405,63	- 365,27	86,00	1 072,22	117,28	69,27	- 456,40	- 43,39	934,35
Industrie	8,99	0,00	30,71	115,67	0,00	0,00	21,21	105,80	19,20	301,58
Transports	0,00	0,00	403,24	2,25	0,00	0,00	30,75	8,34	0,00	444,58
Résidentiel	0,24	0,00	50,10	125,06	0,00	0,00	98,90	161,50	14,41	450,20
Tertiaire	0,36	0,00	31,84	62,62	0,00	0,00	11,45	127,64	9,59	243,50
Agriculture-pêche	0,02	0,00	37,34	2,20	0,00	0,00	4,49	8,08	0,19	52,31
Consommation finale énergétique	9,60	0,00	553,22	307,80	0,00	0,00	166,80	411,36	43,39	1 492,16
Consommation finale non énergétique	2,94	0,00	131,01	12,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	145,97
Consommation finale	12,54	0,00	684,23	319,82	0,00	0,00	166,80	411,36	43,39	1 638,14

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique physique 2019

Données réelles
En TWh

	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	11,60	0,00	0,17	1 209,13	104,41	234,79	0,00	0,00	1 560,08
Importations	84,77	578,29	530,31	568,75	0,00	0,00	21,17	15,63	0,00	1 798,92
Exportations	- 0,05	- 1,60	- 202,34	- 112,63	0,00	0,00	- 9,64	- 73,30	0,00	- 399,56
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 19,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 19,75
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 72,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 72,35
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,37	1,26	1,15	- 19,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 16,88
Consommation primaire	85,09	589,55	237,02	436,62	1 209,13	104,41	246,32	- 57,67	0,00	2 850,46
Écart statistique	3,63	10,75	15,14	- 0,07	0,00	0,00	0,00	4,33	0,00	33,78
Production d'électricité	17,44	0,00	13,51	62,93	1 209,13	104,41	36,23	- 566,25	0,00	877,40
Production de chaleur	1,91	0,00	0,26	20,73	0,00	0,00	31,91	0,00	- 48,57	6,24
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 1,11	0,00	0,00	1,11	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	607,99	- 602,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,37
Autres transformations, transferts	32,75	- 29,19	28,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,66
Usages internes de la branche énergie	15,21	0,00	16,86	6,47	0,00	0,00	0,00	34,46	0,00	73,00
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	4,98	0,00	0,00	0,00	38,09	3,78	46,85
Consommation nette de la branche énergie	70,95	589,55	- 528,75	93,93	1 209,13	104,41	69,26	- 489,37	- 44,79	1 074,31
Industrie	10,32	0,00	31,75	122,14	0,00	0,00	21,29	115,66	20,28	321,44
Transports	0,00	0,00	475,43	1,89	0,00	0,00	37,19	10,08	0,00	524,60
Résidentiel	0,28	0,00	50,64	132,15	0,00	0,00	103,00	159,72	14,98	460,78
Tertiaire	0,40	0,00	32,94	70,50	0,00	0,00	11,33	137,77	9,31	262,25
Agriculture-pêche	0,02	0,00	35,50	2,20	0,00	0,00	4,25	8,48	0,22	50,66
Consommation finale énergétique	11,02	0,00	626,26	328,88	0,00	0,00	177,06	431,70	44,79	1 619,73
Consommation finale non énergétique	3,12	0,00	139,50	13,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	156,43
Consommation finale	14,14	0,00	765,77	342,69	0,00	0,00	177,06	431,70	44,79	1 776,15

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique physique 2018

Données réelles
En TWh

	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	10,93	0,00	0,09	1 251,34	105,08	230,64	0,00	0,00	1 598,08
Importations	107,46	633,08	497,99	510,45	0,00	0,00	19,04	13,51	0,00	1 781,53
Exportations	- 0,39	- 0,48	- 235,47	- 61,87	0,00	0,00	- 10,94	- 76,48	0,00	- 385,62
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 22,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 22,65
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 68,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 68,89
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 1,07	4,50	1,66	- 20,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 15,20
Consommation primaire	106,01	648,02	172,64	428,38	1 251,34	105,08	238,75	- 62,97	0,00	2 887,25
Écart statistique	5,28	- 1,63	16,99	- 0,56	0,00	0,00	0,00	2,97	0,00	23,04
Production d'électricité	29,25	0,00	12,77	47,05	1 251,34	105,08	36,49	- 576,42	0,00	905,55
Production de chaleur	2,39	0,00	0,43	20,08	0,00	0,00	29,86	0,00	- 46,30	6,47
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 0,64	0,00	0,00	0,64	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	666,30	- 660,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,16
Autres transformations, transferts	35,04	- 16,65	15,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,89
Usages internes de la branche énergie	16,73	0,00	18,98	6,66	0,00	0,00	0,00	34,77	0,00	77,13
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	4,96	0,00	0,00	0,00	38,62	3,36	46,94
Consommation nette de la branche énergie	88,69	648,02	- 595,48	77,55	1 251,34	105,08	66,99	- 500,07	- 42,94	1 099,18
Industrie	12,71	0,00	31,62	127,94	0,00	0,00	21,49	116,92	18,76	329,43
Transports	0,00	0,00	476,04	1,99	0,00	0,00	36,50	10,09	0,00	524,62
Résidentiel	0,31	0,00	54,17	134,31	0,00	0,00	98,68	160,24	14,71	462,41
Tertiaire	0,42	0,00	33,51	70,47	0,00	0,00	10,90	141,21	9,33	265,84
Agriculture-pêche	0,02	0,00	36,01	2,18	0,00	0,00	4,19	8,64	0,14	51,18
Consommation finale énergétique	13,45	0,00	631,35	336,88	0,00	0,00	171,76	437,10	42,94	1 633,48
Consommation finale non énergétique	3,87	0,00	136,77	13,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	154,59
Consommation finale	17,32	0,00	768,12	350,83	0,00	0,00	171,76	437,10	42,94	1 788,07

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique physique 2017

Données réelles
En TWh

	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	11,57	0,00	0,16	1 207,15	84,72	224,86	0,00	0,00	1 528,46
Importations	117,43	686,74	486,16	501,90	0,00	0,00	18,53	21,12	0,00	1 831,86
Exportations	- 0,04	- 1,43	- 238,78	- 63,06	0,00	0,00	- 7,47	- 61,25	0,00	- 372,04
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 20,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 20,06
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 66,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 66,55
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 2,23	- 3,78	- 0,10	8,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,54
Consommation primaire	115,15	693,10	160,65	447,66	1 207,15	84,72	235,91	- 40,13	0,00	2 904,21
Écart statistique	2,75	0,96	13,18	- 2,05	0,00	0,00	0,00	4,51	0,00	19,36
Production d'électricité	41,32	0,00	17,83	64,43	1 207,15	84,72	35,61	- 556,84	0,00	894,20
Production de chaleur	3,07	0,00	1,01	20,33	0,00	0,00	29,42	0,00	- 49,06	4,77
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 0,37	0,00	0,00	0,37	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	710,31	- 704,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,04
Autres transformations, transferts	34,56	- 18,17	17,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,45
Usages internes de la branche énergie	16,96	0,00	20,79	6,26	0,00	0,00	0,00	34,24	0,00	78,25
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	5,06	0,00	0,00	0,00	38,60	3,73	47,39
Consommation nette de la branche énergie	98,66	693,10	- 634,40	93,66	1 207,15	84,72	65,39	- 479,49	- 45,33	1 083,46
Industrie	12,13	0,00	29,82	122,47	0,00	0,00	19,76	116,74	21,34	322,26
Transports	0,00	0,00	486,93	1,70	0,00	0,00	36,48	10,58	0,00	535,69
Résidentiel	0,41	0,00	60,07	142,71	0,00	0,00	99,30	161,12	14,52	478,14
Tertiaire	0,48	0,00	35,52	71,52	0,00	0,00	11,35	142,00	9,38	270,24
Agriculture-pêche	0,02	0,00	35,94	1,92	0,00	0,00	3,63	8,93	0,09	50,53
Consommation finale énergétique	13,04	0,00	648,28	340,32	0,00	0,00	170,53	439,37	45,33	1 656,86
Consommation finale non énergétique	3,45	0,00	146,77	13,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	163,89
Consommation finale	16,49	0,00	795,05	354,00	0,00	0,00	170,53	439,37	45,33	1 820,76

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique physique 2016

Données réelles
En TWh

	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	11,89	0,00	0,21	1 221,80	91,38	226,60	0,00	0,00	1 551,88
Importations	99,71	665,46	488,71	479,56	0,00	0,00	14,58	19,90	0,00	1 767,92
Exportations	- 0,64	- 0,52	- 242,39	- 38,80	0,00	0,00	- 6,91	- 61,40	0,00	- 350,67
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 19,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 19,02
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 65,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 65,54
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	6,69	11,66	- 2,05	4,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,64
Consommation primaire	105,76	688,49	159,72	445,30	1 221,80	91,38	234,27	- 41,50	0,00	2 905,22
Écart statistique	6,84	- 0,43	14,48	- 5,28	0,00	0,00	0,00	3,40	0,00	19,01
Production d'électricité	34,07	0,00	16,80	55,51	1 221,80	91,38	36,08	- 559,24	0,00	896,41
Production de chaleur	3,36	0,00	0,92	20,45	0,00	0,00	27,40	0,00	- 47,72	4,41
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 0,19	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	710,72	- 703,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,17
Autres transformations, transferts	34,63	- 21,80	20,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,79
Usages internes de la branche énergie	10,65	0,00	22,68	6,38	0,00	0,00	0,00	34,11	0,00	73,82
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	5,14	0,00	0,00	0,00	37,48	3,62	46,24
Consommation nette de la branche énergie	89,55	688,49	- 627,71	82,01	1 221,80	91,38	63,68	- 484,24	- 44,10	1 080,87
Industrie	11,53	0,00	32,70	130,21	0,00	0,00	21,12	117,71	20,26	333,53
Transports	0,00	0,00	484,82	1,42	0,00	0,00	34,78	10,52	0,00	531,54
Résidentiel	0,44	0,00	60,42	146,89	0,00	0,00	101,01	163,10	14,68	486,54
Tertiaire	0,51	0,00	34,41	69,19	0,00	0,00	10,63	142,50	9,05	266,29
Agriculture-pêche	0,02	0,00	37,00	1,92	0,00	0,00	3,06	8,91	0,10	51,02
Consommation finale énergétique	12,50	0,00	649,35	349,62	0,00	0,00	170,59	442,74	44,10	1 668,91
Consommation finale non énergétique	3,71	0,00	138,07	13,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	155,44
Consommation finale	16,21	0,00	787,42	363,29	0,00	0,00	170,59	442,74	44,10	1 824,35

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilans physiques par énergie (données réelles et données CVC)

Bilan physique du charbon de 2016 à 2020

Données réelles
En TWh

	2016	2017	2018	2019	2020
Production d'énergie primaire	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importations	99,71	117,43	107,46	84,77	59,35
Exportations	- 0,64	- 0,04	- 0,39	- 0,05	- 0,10
Variations de stocks	6,69	- 2,23	- 1,07	0,37	2,28
Total approvisionnement	105,76	115,15	106,01	85,09	61,53
Écart statistique	6,84	2,75	5,28	3,63	- 3,17
Consommation nette des cokeries	5,83	7,44	7,21	6,73	5,12
Consommation nette des hauts-fourneaux	39,45	44,08	44,56	41,23	30,61
Consommation nette filière fonte	45,28	51,52	51,76	47,96	35,72
Production d'électricité	34,07	41,32	29,25	17,44	14,86
Production de chaleur	3,36	3,07	2,39	1,91	1,57
Consommation nette de la branche énergie	89,55	98,66	88,69	70,95	48,99
Industrie	11,53	12,13	12,71	10,32	8,99
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,44	0,41	0,31	0,28	0,24
Tertiaire	0,51	0,48	0,42	0,40	0,36
Agriculture-pêche	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Consommation finale énergétique	12,50	13,04	13,45	11,02	9,60
Consommation finale non énergétique	3,71	3,45	3,87	3,12	2,94
Consommation finale	16,21	16,49	17,32	14,14	12,54

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique du charbon de 2016 à 2020

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2016	2017	2018	2019	2020
Production d'énergie primaire	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importations	99,71	117,43	107,46	84,77	59,35
Exportations	- 0,64	- 0,04	- 0,39	- 0,05	- 0,10
Variations de stocks	6,69	- 2,23	- 1,07	0,37	2,28
Total approvisionnement	105,76	115,15	106,01	85,09	61,53
Correction climatique	- 0,06	0,98	1,85	1,70	3,54
Écart statistique	6,84	2,75	5,28	3,63	- 3,17
Consommation nette des cokeries	5,83	7,44	7,21	6,73	5,12
Consommation nette des hauts-fourneaux	39,45	44,08	44,56	41,23	30,61
Consommation nette filière fonte	45,28	51,52	51,76	47,96	35,72
Production d'électricité	34,02	42,23	30,96	18,98	18,07
Production de chaleur	3,36	3,14	2,53	2,08	1,91
Consommation nette de la branche énergie	89,49	99,64	90,54	72,65	52,53
Industrie	11,53	12,13	12,71	10,32	8,99
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,44	0,41	0,31	0,28	0,24
Tertiaire	0,51	0,48	0,42	0,40	0,36
Agriculture-pêche	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Consommation finale énergétique	12,50	13,04	13,45	11,02	9,60
Consommation finale non énergétique	3,71	3,45	3,87	3,12	2,94
Consommation finale	16,21	16,49	17,32	14,14	12,54

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie



annexes

Bilan physique du pétrole brut de 2016 à 2020

Données réelles

En Mtep

	2016	2017	2018	2019	2020
Production d'énergie primaire	1,02	0,99	0,94	1,00	0,84
Importations	57,22	59,05	54,43	49,72	33,94
Exportations	- 0,04	- 0,12	- 0,04	- 0,14	- 0,12
Variations de stocks	1,00	- 0,32	0,39	0,11	0,22
Autres charges de raffinage, retours de pétrochimie	1,87	1,56	1,43	2,51	3,66
Total approvisionnement des raffineries	61,07	61,16	57,15	53,20	38,54
Écart statistique	- 0,04	0,08	- 0,14	0,92	0,66
Transformation de pétrole brut en raffinerie	61,11	61,08	57,29	52,28	37,88
Consommation brute de la branche énergie	61,07	61,16	57,15	53,20	38,54

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés de 2016 à 2020

Données réelles

En Mtep

	2016	2017	2018	2019	2020
Production nette des raffineries	58,54	58,77	55,13	50,37	36,56
Importations	42,02	41,80	42,82	45,60	44,23
Exportations	- 20,84	- 20,53	- 20,25	- 17,40	- 13,07
Soutes maritimes internationales	- 1,64	- 1,72	- 1,95	- 1,70	- 0,95
Soutes aériennes internationales	- 5,64	- 5,72	- 5,92	- 6,22	- 2,64
Variations de stocks	- 0,18	- 0,01	0,14	0,10	- 0,14
Transferts et retours en raffinerie	- 1,80	- 1,47	- 1,33	- 2,42	- 3,58
Total approvisionnement en produits raffinés	70,47	71,12	68,64	68,33	60,40
Écart statistique	1,24	1,13	1,46	1,30	0,41
Production d'électricité	1,44	1,53	1,10	1,16	1,14
Production de chaleur	0,08	0,09	0,04	0,02	0,02
Consommation nette de la branche énergie	2,77	2,75	2,60	2,49	1,57
Industrie	2,81	2,56	2,72	2,73	2,64
Transports	41,69	41,87	40,93	40,88	34,67
Résidentiel	5,19	5,16	4,66	4,35	4,31
Tertiaire	2,96	3,05	2,88	2,83	2,74
Agriculture-pêche	3,18	3,09	3,10	3,05	3,21
Consommation finale énergétique	55,83	55,74	54,29	53,85	47,57
Consommation finale non énergétique	11,87	12,62	11,76	12,00	11,26
Consommation finale	67,71	68,36	66,05	65,84	58,83

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés de 2016 à 2020

Données corrigées des variations climatiques

En Mtep

	2016	2017	2018	2019	2020
Production nette des raffineries	58,54	58,77	55,13	50,37	36,56
Importations	42,02	41,80	42,82	45,60	44,23
Exportations	- 20,84	- 20,53	- 20,25	- 17,40	- 13,07
Soutes maritimes internationales	- 1,64	- 1,72	- 1,95	- 1,70	- 0,95
Soutes aériennes internationales	-5,64	- 5,72	- 5,92	- 6,22	- 2,64
Variations de stocks	- 0,18	- 0,01	0,14	0,10	- 0,14
Transferts et retours en raffinerie	- 1,80	- 1,47	- 1,33	- 2,42	- 3,58
Total approvisionnement en produits raffinés	70,47	71,12	68,64	68,33	60,40
Correction climatique	- 0,01	0,16	0,31	0,28	0,59
Écart statistique	1,24	1,13	1,46	1,30	0,41
Production d'électricité	1,44	1,53	1,10	1,16	1,14
Production de chaleur	0,08	0,09	0,04	0,02	0,02
Consommation nette de la branche énergie	2,77	2,75	2,60	2,49	1,57
Industrie	2,81	2,57	2,72	2,74	2,65
Transports	41,69	41,87	40,93	40,88	34,67
Résidentiel	5,19	5,28	4,87	4,55	4,72
Tertiaire	2,96	3,10	2,97	2,91	2,91
Agriculture-pêche	3,18	3,09	3,10	3,05	3,21
Consommation finale énergétique	55,83	55,91	54,60	54,13	48,16
Consommation finale non énergétique	11,87	12,62	11,76	12,00	11,26
Consommation finale	67,70	68,53	66,36	66,13	59,43

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique du gaz naturel de 2016 à 2020

Données réelles
En TWh PCS

	2016	2017	2018	2019	2020
Production de gaz naturel	0,23	0,18	0,10	0,19	0,20
Injections de biométhane	0,22	0,41	0,71	1,23	2,21
Importations	532,84	557,67	567,17	631,95	532,69
Exportations	- 43,11	- 70,07	- 68,74	- 125,15	- 105,58
Variations de stocks	4,82	9,62	- 22,54	- 21,85	23,61
Total approvisionnement en gaz naturel	494,99	497,80	476,70	486,37	453,13
Écart statistique	- 5,86	- 2,28	- 0,62	- 0,08	1,44
Production d'électricité	61,68	71,58	52,28	69,92	61,60
Production de chaleur	22,72	22,59	22,31	23,04	23,43
Usages internes de la branche énergie	7,09	6,95	7,40	7,19	6,96
Pertes de transport et de distribution	5,72	5,62	5,51	5,53	4,34
Consommation brute de la branche énergie	91,34	104,47	86,88	105,60	97,77
Industrie	144,67	136,08	142,15	135,71	128,53
Transports	1,58	1,89	2,21	2,10	2,50
Résidentiel	163,21	158,57	149,23	146,83	138,96
Tertiaire	76,87	79,46	78,30	78,34	69,57
Agriculture-pêche	2,13	2,13	2,42	2,44	2,44
Consommation finale énergétique	388,47	378,14	374,31	365,43	341,99
Consommation finale non énergétique	15,18	15,19	15,50	15,34	13,36
Consommation finale	403,65	393,33	389,82	380,76	355,36

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique du gaz naturel de 2016 à 2020

Données corrigées des variations climatiques
En TWh PCS

	2016	2017	2018	2019	2020
Production de gaz naturel	0,23	0,18	0,10	0,19	0,20
Injections de biométhane	0,22	0,41	0,71	1,23	2,21
Importations	532,84	557,67	567,17	631,95	532,69
Exportations	- 43,11	- 70,07	- 68,74	- 125,15	- 105,58
Variations de stocks	4,82	9,62	- 22,54	- 21,85	23,61
Total approvisionnement en gaz naturel	494,99	497,80	476,70	486,37	453,13
Correction climatique	- 0,52	12,35	23,22	21,42	44,57
Écart statistique	- 5,86	- 2,28	- 0,62	- 0,08	1,44
Production d'électricité	61,61	73,26	55,19	72,80	67,52
Production de chaleur	22,70	23,12	23,55	23,98	25,46
Usages internes de la branche énergie	7,09	6,95	7,40	7,19	6,96
Pertes de transport et de distribution	5,71	5,78	5,81	5,81	4,92
Consommation brute de la branche énergie	91,24	106,84	91,33	109,71	106,31
Industrie	144,61	137,54	144,89	138,24	133,79
Transports	1,58	1,89	2,21	2,10	2,50
Résidentiel	162,97	164,25	159,74	156,48	159,02
Tertiaire	76,76	82,31	83,81	83,48	80,28
Agriculture-pêche	2,13	2,13	2,42	2,44	2,44
Consommation finale énergétique	388,05	388,13	393,09	382,74	378,03
Consommation finale non énergétique	15,18	15,19	15,50	15,34	13,36
Consommation finale	403,23	403,32	408,59	398,08	391,40

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de 2016 à 2020

Données réelles
En TWh

	2016		2017		2018		2019		2020	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets								
Production d'énergie primaire	91,38	226,60	84,72	224,86	105,08	230,64	104,41	234,79	117,28	228,61
Importations	0,00	14,58	0,00	18,53	0,00	19,04	0,00	21,17	0,00	15,46
Exportations	0,00	- 6,91	0,00	- 7,47	0,00	- 10,94	0,00	- 9,64	0,00	- 8,00
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	91,38	234,27	84,72	235,91	105,08	238,75	104,41	246,32	117,28	236,07
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	91,38	36,08	84,72	35,61	105,08	36,49	104,41	36,23	117,28	36,26
Production de chaleur	0,00	27,40	0,00	29,42	0,00	29,86	0,00	31,91	0,00	31,02
Injections de biométhane	0,00	0,19	0,00	0,37	0,00	0,64	0,00	1,11	0,00	1,99
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	91,38	63,68	84,72	65,39	105,08	66,99	104,41	69,26	117,28	69,27
Industrie	0,00	21,12	0,00	19,76	0,00	21,49	0,00	21,29	0,00	21,21
Transports	0,00	34,78	0,00	36,48	0,00	36,50	0,00	37,19	0,00	30,75
Résidentiel	0,00	101,01	0,00	99,30	0,00	98,68	0,00	103,00	0,00	98,90
Tertiaire	0,00	10,63	0,00	11,35	0,00	10,90	0,00	11,33	0,00	11,45
Agriculture-pêche	0,00	3,06	0,00	3,63	0,00	4,19	0,00	4,25	0,00	4,49
Consommation finale énergétique	0,00	170,59	0,00	170,53	0,00	171,76	0,00	177,06	0,00	166,80
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00								
Consommation finale	0,00	170,59	0,00	170,53	0,00	171,76	0,00	177,06	0,00	166,80

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de 2016 à 2020

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2016		2017		2018		2019		2020	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets								
Production d'énergie primaire	91,38	226,60	84,72	224,86	105,08	230,64	104,41	234,79	117,28	228,61
Importations	0,00	14,58	0,00	18,53	0,00	19,04	0,00	21,17	0,00	15,46
Exportations	0,00	- 6,91	0,00	- 7,47	0,00	- 10,94	0,00	- 9,64	0,00	- 8,00
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	91,38	234,27	84,72	235,91	105,08	238,75	104,41	246,32	117,28	236,07
Correction climatique	0,00	- 0,17	0,00	4,15	0,00	8,00	0,00	7,66	0,00	16,44
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	91,38	36,08	84,72	35,61	105,08	36,49	104,41	36,23	117,28	36,26
Production de chaleur	0,00	27,40	0,00	29,61	0,00	30,23	0,00	32,26	0,00	31,75
Injections de biométhane	0,00	0,19	0,00	0,37	0,00	0,64	0,00	1,11	0,00	1,99
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	91,38	63,67	84,72	65,58	105,08	67,36	104,41	69,61	117,28	70,00
Industrie	0,00	21,12	0,00	19,76	0,00	21,49	0,00	21,29	0,00	21,21
Transports	0,00	34,78	0,00	36,48	0,00	36,50	0,00	37,19	0,00	30,75
Résidentiel	0,00	100,86	0,00	102,98	0,00	105,77	0,00	109,79	0,00	113,50
Tertiaire	0,00	10,62	0,00	11,64	0,00	11,45	0,00	11,85	0,00	12,56
Agriculture-pêche	0,00	3,06	0,00	3,63	0,00	4,19	0,00	4,25	0,00	4,49
Consommation finale énergétique	0,00	170,43	0,00	174,49	0,00	179,39	0,00	184,37	0,00	182,51
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00								
Consommation finale	0,00	170,43	0,00	174,49	0,00	179,39	0,00	184,37	0,00	182,51

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique de l'électricité de 2016 à 2020

Données réelles
En TWh

	2016	2017	2018	2019	2020
Nucléaire	384,01	379,09	393,13	379,46	335,41
Pétrole	6,47	6,58	5,39	5,58	5,29
Gaz naturel	32,99	38,21	28,88	37,09	33,32
Charbon	11,55	14,34	9,95	5,54	4,66
Autre thermique	9,34	9,62	10,16	10,42	10,53
Hydraulique	64,88	54,46	69,61	60,82	67,25
Éolien	21,38	24,61	28,60	34,79	39,79
Photovoltaïque	8,66	9,59	10,89	12,23	13,40
Autres	1,14	1,35	1,18	1,12	1,13
Production nette d'électricité	540,42	537,85	557,80	547,04	510,78
Énergie absorbée par le pompage-turbinage	- 6,75	- 7,15	- 7,47	- 6,50	- 6,28
Importations	19,90	21,12	13,51	15,63	19,54
Exportations	- 61,40	- 61,25	- 76,48	- 73,30	- 64,58
Total approvisionnement	492,16	490,57	487,36	482,87	459,46
Écart statistique	3,40	4,51	2,97	4,33	3,21
Branche énergie	8,54	8,09	8,67	8,75	9,00
Pertes de transport et de distribution	37,48	38,60	38,62	38,09	35,89
Total branche énergie	49,42	51,20	50,26	51,17	48,10
Industrie	117,71	116,74	116,92	115,66	105,80
Transports	10,52	10,58	10,09	10,08	8,34
Résidentiel	163,10	161,12	160,24	159,72	161,50
Tertiaire	142,50	142,00	141,21	137,77	127,64
Agriculture-pêche	8,91	8,93	8,64	8,48	8,08
Consommation finale énergétique	442,74	439,37	437,10	431,70	411,36
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	442,74	439,37	437,10	431,70	411,36

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique de l'électricité de 2016 à 2020

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2016	2017	2018	2019	2020
Nucléaire	384,01	379,09	393,13	379,46	335,41
Pétrole	6,47	6,58	5,39	5,58	5,29
Gaz naturel	32,99	38,21	28,88	37,09	33,32
Charbon	11,55	14,34	9,95	5,54	4,66
Autre thermique	9,34	9,62	10,16	10,42	10,53
Hydraulique	64,88	54,46	69,61	60,82	67,25
Éolien	21,38	24,61	28,60	34,79	39,79
Photovoltaïque	8,66	9,59	10,89	12,23	13,40
Autres	1,14	1,35	1,18	1,12	1,13
Production nette d'électricité	540,42	537,85	557,80	547,04	510,78
Énergie absorbée par le pompage-turbinage	- 6,75	- 7,15	- 7,47	- 6,50	- 6,28
Importations	19,90	21,12	13,51	15,63	19,54
Exportations	- 61,40	- 61,25	- 76,48	- 73,30	- 64,58
Total approvisionnement	492,16	490,57	487,36	482,87	459,46
Correction climatique	- 0,35	4,08	7,96	7,24	16,08
Écart statistique	3,40	4,51	2,97	4,33	3,21
Branche énergie	8,54	8,09	8,67	8,75	9,00
Pertes de transport et de distribution	37,46	39,14	39,64	39,03	37,84
Total branche énergie	49,40	51,74	51,27	52,10	50,05
Industrie	117,69	117,05	117,52	116,20	106,94
Transports	10,52	10,58	10,09	10,08	8,34
Résidentiel	163,00	163,70	165,07	164,18	170,79
Tertiaire	142,29	142,64	142,72	139,06	131,34
Agriculture-pêche	8,91	8,93	8,64	8,48	8,08
Consommation finale énergétique	442,42	442,90	444,04	438,01	425,49
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	442,42	442,90	444,04	438,01	425,49

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique de la chaleur commercialisée de 2016 à 2020

Données réelles
En TWh

	2016	2017	2018	2019	2020
Pétrole	2,43	2,81	0,39	0,24	0,18
Gaz naturel	17,91	17,49	17,50	18,18	18,60
Charbon	2,50	2,42	1,82	1,43	1,19
Autre thermique	21,04	22,06	22,08	23,52	22,50
Géothermie	2,44	3,12	3,33	3,60	3,75
Pompes à chaleur	0,14	0,14	0,27	0,36	0,37
Autres	1,25	1,01	0,91	1,24	1,12
Production de chaleur (commercialisée)	47,72	49,06	46,30	48,57	47,71
Pertes de transport et de distribution	3,62	3,73	3,36	3,78	4,32
Industrie	20,26	21,34	18,76	20,28	19,20
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	14,68	14,52	14,71	14,98	14,41
Tertiaire	9,05	9,38	9,33	9,31	9,59
Agriculture-pêche	0,10	0,09	0,14	0,22	0,19
Consommation finale énergétique	44,10	45,33	42,94	44,79	43,39
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	44,10	45,33	42,94	44,79	43,39

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan physique de la chaleur commercialisée de 2016 à 2020

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2016	2017	2018	2019	2020
Pétrole	2,43	2,81	0,39	0,24	0,18
Gaz naturel	17,91	17,49	17,50	18,18	18,60
Charbon	2,50	2,42	1,82	1,43	1,19
Autre thermique	21,04	22,06	22,08	23,52	22,50
Géothermie	2,44	3,12	3,33	3,60	3,75
Pompes à chaleur	0,14	0,14	0,27	0,36	0,37
Autres	1,25	1,01	0,91	1,24	1,12
Production de chaleur (commercialisée)	47,72	49,06	46,30	48,57	47,71
Correction climatique	- 0,03	0,80	1,50	1,38	2,90
Pertes de transport et de distribution	3,62	3,81	3,50	3,91	4,60
Industrie	20,26	21,34	18,76	20,28	19,20
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	14,66	14,96	15,54	15,75	15,98
Tertiaire	9,04	9,67	9,86	9,79	10,63
Agriculture-pêche	0,10	0,09	0,14	0,22	0,19
Consommation finale énergétique	44,07	46,05	44,30	46,04	46,00
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	44,07	46,05	44,30	46,04	46,00

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilans monétaires, toutes énergies confondues (données réelles)

Bilan énergétique monétaire 2020

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production primaire et marges	401	287	15 222	8 459	1 976	48 181	954	75 479
Importations	890	9 769	17 453	6 228	112	771	0	35 224
Exportations	- 23	- 59	- 7 254	- 1 094	- 41	- 1 941	0	- 10 411
Soutes maritimes internationales	0	0	- 346	0	0	0	0	- 346
Soutes aériennes internationales	0	0	- 855	0	0	0	0	- 855
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	23	64	- 42	272	0	0	0	317
Taxes	15	0	33 804	3 991	115	15 397	70	53 392
<i>dont TVA</i>	2	0	6 558	1 419	115	4 489	70	12 652
Subventions	0	0	0	- 206	0	- 8 380	0	- 8 586
Consommation d'autres formes d'énergie	0	2 111	12 406	0	0	1 781	1 356	17 655
Total des ressources	1 307	12 172	70 388	17 649	2 161	55 810	2 380	161 868
Production d'électricité	218	0	460	931	172	0	0	1 781
Production de chaleur	17	0	7	585	268	0	0	877
Production d'autres formes d'énergie	0	12 172	2 111	76	0	637	0	14 997
Branche énergie	235	12 172	2 579	1 592	439	637	0	17 655
Industrie	973	0	1 375	2 592	74	7 771	453	13 238
Transports	0	0	51 690	78	0	551	0	52 319
Résidentiel	7	0	4 715	10 281	1 583	30 459	1 176	48 222
Tertiaire	6	0	2 156	2 877	65	15 324	736	21 164
Agriculture-pêche	0	0	2 132	82	0	1 069	15	3 298
Consommation finale énergétique	987	0	62 069	15 910	1 722	55 173	2 380	138 241
Consommation finale non énergétique	86	0	5 741	147	0	0	0	5 973
Consommation finale	1 072	0	67 809	16 057	1 722	55 173	2 380	144 214

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan énergétique monétaire 2019

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production primaire et marges	413	552	17 459	8 147	2 011	46 379	1 104	76 065
Importations	1 667	21 289	25 546	10 762	124	732	0	60 120
Exportations	- 30	- 127	- 11 249	- 2 136	- 54	- 2 749	0	- 16 345
Soutes maritimes internationales	0	0	-801	0	0	0	0	- 801
Soutes aériennes internationales	0	0	- 3 473	0	0	0	0	- 3 473
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 9	43	82	- 379	0	0	0	- 264
Taxes	20	0	40 375	4 434	109	15 560	80	60 577
<i>dont TVA</i>	2	0	8 769	1 621	109	4 205	80	14 786
Subventions	0	0	0	- 111	0	- 7 900	0	- 8 011
Consommation d'autres formes d'énergie	0	1 155	23 188	0	0	2 423	1 387	28 154
Total des ressources	2 060	22 913	91 127	20 716	2 191	54 446	2 570	196 023
Production d'électricité	289	0	612	1 357	165	0	0	2 423
Production de chaleur	28	0	12	659	292	0	0	991
Production d'autres formes d'énergie	0	22 913	1 155	113	0	557	0	24 739
Branche énergie	316	22 913	1 780	2 130	457	557	0	28 154
Industrie	1 614	0	1 758	3 380	70	8 146	532	15 500
Transports	0	0	69 506	74	0	534	0	70 115
Résidentiel	9	0	5 516	11 450	1 591	28 410	1 277	48 252
Tertiaire	8	0	2 706	3 351	72	15 716	744	22 596
Agriculture-pêche	0	0	2 579	89	0	1 083	17	3 769
Consommation finale énergétique	1 631	0	82 065	18 344	1 734	53 889	2 570	160 232
Consommation finale non énergétique	112	0	7 283	242	0	0	0	7 637
Consommation finale	1 743	0	89 348	18 586	1 734	53 889	2 570	167 869

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

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	220	483	17 601	6 617	1 977	44 387	1 132	72 416
Importations	1 919	24 464	24 622	12 122	101	800	0	64 027
Exportations	- 19	- 61	- 13 124	- 1 413	- 72	- 3 644	0	- 18 332
Soutes maritimes internationales	0	0	- 896	0	0	0	0	- 896
Soutes aériennes internationales	0	0	- 3 401	0	0	0	0	- 3 401
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 18	181	67	- 495	0	0	0	- 265
Taxes	19	0	40 268	4 114	98	15 286	83	59 868
<i>dont TVA</i>	2	0	8 672	1 525	98	4 110	83	14 489
Subventions	0	0	0	- 56	0	- 6 892	0	- 6 948
Consommation d'autres formes d'énergie	0	413	25 815	0	0	2 463	1 350	30 041
Total des ressources	2 122	25 479	90 953	20 889	2 103	52 402	2 564	196 511
Production d'électricité	392	0	545	1 366	160	0	0	2 463
Production de chaleur	30	0	18	679	266	0	0	993
Production d'autres formes d'énergie	0	25 479	413	178	0	515	0	26 585
Branche énergie	422	25 479	977	2 223	426	515	0	30 041
Industrie	1 552	0	1 832	3 939	83	7 690	556	15 651
Transports	0	0	69 172	86	0	521	0	69 778
Résidentiel	13	0	5 722	10 869	1 527	27 467	1 254	46 853
Tertiaire	11	0	2 697	3 309	68	15 157	743	21 984
Agriculture-pêche	1	0	2 607	89	0	1 053	11	3 761
Consommation finale énergétique	1 576	0	82 030	18 292	1 678	51 887	2 564	158 027
Consommation finale non énergétique	124	0	7 946	374	0	0	0	8 443
Consommation finale	1 700	0	89 976	18 665	1 678	51 887	2 564	166 470

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

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	16 698	7 086	2 075	41 165	1 318	69 031
Importations	2 070	21 060	20 242	9 744	78	1 201	0	54 395
Exportations	- 8	- 88	- 11 547	- 1 218	- 67	- 2 508	0	- 15 436
Soutes maritimes internationales	0	0	- 676	0	0	0	0	- 676
Soutes aériennes internationales	0	0	- 2 638	0	0	0	0	- 2 638
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 104	- 120	- 14	175	0	0	0	- 63
Taxes	19	0	37 515	3 515	100	15 277	80	56 505
<i>dont TVA</i>	2	0	7 854	1 546	100	4 033	80	13 613
Subventions	0	0	0	- 121	0	- 6 537	0	- 6 657
Consommation d'autres formes d'énergie	0	373	21 973	0	0	2 713	1 021	26 080
Total des ressources	2 205	21 686	81 554	19 180	2 186	51 312	2 418	180 541
Production d'électricité	613	0	625	1 347	129	0	0	2 713
Production de chaleur	46	0	30	425	252	0	0	752
Production d'autres formes d'énergie	0	21 686	373	137	0	418	0	22 615
Branche énergie	659	21 686	1 027	1 909	381	418	0	26 080
Industrie	1 435	0	1 490	3 493	73	7 458	563	14 511
Transports	0	0	61 917	59	0	470	0	62 446
Résidentiel	11	0	5 354	10 370	1 663	26 770	1 154	45 322
Tertiaire	11	0	2 397	2 978	69	15 174	695	21 324
Agriculture-pêche	1	0	2 198	77	0	1 022	7	3 304
Consommation finale énergétique	1 457	0	73 356	16 976	1 805	50 894	2 418	146 906
Consommation finale non énergétique	89	0	7 171	295	0	0	0	7 554
Consommation finale	1 546	0	80 527	17 271	1 805	50 894	2 418	154 461

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

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	15 562	8 557	2 065	41 185	1 243	69 509
Importations	1 170	16 661	16 829	8 409	74	922	0	44 066
Exportations	- 29	- 59	- 9 736	- 677	- 62	- 1 995	0	- 12 559
Soutes maritimes internationales	0	0	- 514	0	0	0	0	- 514
Soutes aériennes internationales	0	0	- 2 144	0	0	0	0	- 2 144
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	48	276	- 72	76	0	0	0	328
Taxes	16	0	35 130	3 088	93	15 380	80	53 787
<i>dont TVA</i>	2	0	7 181	1 551	93	4 044	80	12 950
Subventions	0	0	0	- 124	0	- 6 342	0	- 6 465
Consommation d'autres formes d'énergie	0	363	17 957	0	0	2 181	992	21 493
Total des ressources	1 702	17 641	73 012	19 329	2 170	51 332	2 315	167 502
Production d'électricité	392	0	489	1 168	133	0	0	2 181
Production de chaleur	39	0	21	430	241	0	0	732
Production d'autres formes d'énergie	0	17 641	363	140	0	436	0	18 580
Branche énergie	431	17 641	873	1 738	374	436	0	21 493
Industrie	1 171	0	1 310	3 743	78	7 691	522	14 516
Transports	0	0	56 070	63	0	490	0	56 624
Résidentiel	9	0	4 792	10 484	1 649	26 869	1 135	44 938
Tertiaire	8	0	2 009	2 919	70	14 849	651	20 506
Agriculture-pêche	0	0	1 970	80	0	998	7	3 055
Consommation finale énergétique	1 189	0	66 152	17 290	1 797	50 896	2 315	139 638
Consommation finale non énergétique	82	0	5 988	301	0	0	0	6 371
Consommation finale	1 271	0	72 139	17 591	1 797	50 896	2 315	146 009

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilans monétaires par énergie (données réelles)

Bilan monétaire du charbon de 2016 à 2020

Données réelles
En M€

	2016	2017	2018	2019	2020
Production d'énergie primaire	0	0	0	0	0
Importations	1 170	2 070	1 919	1 667	890
Exportations	- 29	- 8	- 19	- 30	- 23
Variations de stocks	48	- 104	- 18	- 9	23
Marges de cokéfaction	373	244	413	476	300
Autres marges et écart statistique	125	- 15	- 193	- 63	102
TVA	2	2	2	2	2
TICC et octroi de mer	14	18	17	18	13
Total ressources	1 702	2 205	2 122	2 060	1 307
Production d'électricité	392	613	392	289	218
Production de chaleur	39	46	30	28	17
Industrie	1 171	1 435	1 552	1 614	973
<i>dont hauts-fourneaux</i>	<i>993</i>	<i>1 212</i>	<i>1 290</i>	<i>1 393</i>	<i>813</i>
Résidentiel	9	11	13	9	7
Tertiaire	8	11	11	8	6
Agriculture-pêche	0	1	1	0	0
Consommation finale énergétique	1 189	1 457	1 576	1 631	987
Consommation finale non énergétique	82	89	124	112	86
Total emplois	1 702	2 205	2 122	2 060	1 307

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan monétaire du pétrole brut de 2016 à 2020

Données réelles
En M€

	2016	2017	2018	2019	2020
Production d'énergie primaire	399	461	483	552	287
Importations	16 661	21 060	24 464	21 289	9 769
Exportations	- 59	- 88	- 61	- 127	- 59
Variations de stocks	276	- 120	181	43	64
Transferts et retours en raffinerie	363	373	413	1 155	2 111
Total approvisionnement des raffineries	17 641	21 686	25 479	22 913	12 172

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan monétaire des produits pétroliers raffinés de 2016 à 2020

Données réelles
En M€

	2016	2017	2018	2019	2020
Production nette des raffineries	21 052	25 827	28 702	25 381	13 946
Importations	15 918	19 041	23 293	24 183	16 583
Exportations	- 9 400	- 11 123	- 12 458	- 10 654	- 6 744
Soutes maritimes internationales	- 514	- 676	- 896	- 801	- 346
Soutes aériennes internationales	- 2 144	- 2 638	- 3 401	- 3 473	- 855
Variations de stocks	- 72	- 14	67	82	- 42
Transferts et retours en raffinerie	- 363	- 373	- 413	- 1 155	- 2 111
Coût de l'approvisionnement en produits raffinés	24 477	30 045	34 895	33 563	20 430
Marges de transport et de commerce, écart statistique	10 377	10 729	12 430	13 166	11 693
Taxes	35 130	37 515	40 268	40 375	33 804
<i>dont TICPE (+ TSC et octroi de mer pour les DROM)</i>	<i>27 910</i>	<i>29 623</i>	<i>31 559</i>	<i>31 570</i>	<i>27 211</i>
<i>dont TVA</i>	<i>7 181</i>	<i>7 854</i>	<i>8 672</i>	<i>8 769</i>	<i>6 558</i>
<i>dont TGAP et CPSSP</i>	<i>39</i>	<i>38</i>	<i>36</i>	<i>36</i>	<i>36</i>
Dépense en produits raffinés	69 984	78 289	87 593	87 104	65 927
Production d'électricité	489	625	545	612	460
Production de chaleur	21	30	18	12	7
Consommation nette de la branche énergie	509	654	563	624	467
Industrie	1 281	1 445	1 772	1 700	1 323
Transports	273	348	475	472	189
Résidentiel	4 792	5 354	5 722	5 516	4 715
Tertiaire	1 999	2 375	2 672	2 678	2 129
Agriculture-pêche	1 898	2 091	2 465	2 447	2 000
Consommation finale énergétique	63 487	70 464	79 083	79 196	59 720
Consommation finale non énergétique	5 988	7 171	7 946	7 283	5 741
Consommation finale	69 474	77 635	87 029	86 479	65 460

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan monétaire des biocarburants de 2016 à 2020

Données réelles
En M€

	2016	2017	2018	2019	2020
Production	2 090	2 115	2 284	2 100	1 989
Importations	911	1 201	1 329	1 363	870
Exportations	- 336	- 424	- 666	- 595	- 510
Total approvisionnement en biocarburants	2 665	2 892	2 947	2 868	2 349
Industrie	29	45	60	58	53
Transports	2 555	2 719	2 720	2 651	2 137
<i>dont transport routier (biodiesel et bioessence)</i>	<i>2 550</i>	<i>2 710</i>	<i>2 710</i>	<i>2 641</i>	<i>2 129</i>
Résidentiel	0	0	0	0	0
Tertiaire	10	22	25	28	27
Agriculture-pêche	71	107	142	132	132
Consommation finale	2 665	2 892	2 947	2 868	2 349

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan monétaire du gaz naturel de 2016 à 2020

Données réelles
En M€

	2016	2017	2018	2019	2020
Production de gaz naturel	4	3	2	3	2
Injections de biométhane	22	40	73	127	228
Importations	8 409	9 744	12 122	10 762	6 228
Exportations	- 677	- 1 218	- 1 413	- 2 136	- 1 094
Variations de stocks	76	175	- 495	- 379	272
Utilisation des infrastructures (hors pertes)	6 119	6 049	6 214	6 325	6 241
Marges de commerce et écart statistique	2 412	993	328	1 692	1 988
Taxes	3 088	3 515	4 114	4 434	3 991
Subventions	- 124	- 121	- 56	- 111	- 206
Total ressources	19 329	19 180	20 889	20 716	17 649
Production d'électricité	1 168	1 347	1 366	1 357	931
Production de chaleur	430	425	679	659	585
Branche énergie hors transformation	140	137	178	113	76
Branche énergie	1 738	1 909	2 223	2 130	1 592
Industrie	3 743	3 493	3 939	3 380	2 592
Résidentiel	10 484	10 370	10 869	11 450	10 281
Tertiaire et transports	2 982	3 036	3 394	3 425	2 955
Agriculture-pêche	80	77	89	89	82
Consommation finale énergétique	17 290	16 976	18 292	18 344	15 910
Consommation finale non énergétique	301	295	374	242	147
Consommation finale	17 591	17 271	18 665	18 586	16 057

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan monétaire du bois-énergie de 2016 à 2020

Données réelles
En M€

	2016	2017	2018	2019	2020
Production et marges	2 065	2 075	1 977	2 011	1 976
Importations	74	78	101	124	112
Exportations	- 62	- 67	- 72	- 54	- 41
Taxes (TVA)	93	100	98	109	115
Subventions	0	0	0	0	0
Total ressources	2 170	2 186	2 103	2 191	2 161
Production d'électricité	133	129	160	165	172
Production de chaleur	241	252	266	292	268
Industrie	78	73	83	70	74
Transports	0	0	0	0	0
Résidentiel	1 649	1 663	1 527	1 591	1 583
Tertiaire	70	69	68	72	65
Agriculture-pêche	0	0	0	0	0
Consommation finale	1 797	1 805	1 678	1 734	1 722

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan monétaire de l'électricité de 2016 à 2020

Données réelles
En M€

	2016	2017	2018	2019	2020
Production et marges	30 661	31 065	33 763	35 742	36 839
Importations	922	1 201	800	732	771
Exportations	- 1 995	- 2 508	- 3 644	- 2 749	- 1 941
Utilisation du réseau (hors pertes)	12 706	12 814	13 088	13 061	13 123
Taxes	15 380	15 277	15 286	15 560	15 397
Subventions	- 6 342	- 6 537	- 6 892	- 7 900	- 8 380
Total ressources	51 332	51 312	52 402	54 446	55 810
Branche énergie (hors électricité)	436	418	515	557	637
Industrie	7 691	7 458	7 690	8 146	7 771
Transports	490	470	521	534	551
Résidentiel	26 869	26 770	27 467	28 410	30 459
Tertiaire	14 849	15 174	15 157	15 716	15 324
Agriculture-pêche	998	1 022	1 053	1 083	1 069
Consommation finale énergétique	50 896	50 894	51 887	53 889	55 173

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan monétaire de la chaleur commercialisée de 2016 à 2020

Données réelles
En M€

	2016	2017	2018	2019	2020
Production et marges	2 235	2 339	2 481	2 491	2 310
Taxes (TVA)	80	80	83	80	70
Total ressources	2 315	2 418	2 564	2 570	2 380
Industrie	522	563	556	532	453
Transports	0	0	0	0	0
Résidentiel	1 135	1 154	1 254	1 277	1 176
Tertiaire	651	695	743	744	736
Agriculture-pêche	7	7	11	17	15
Consommation finale énergétique	2 315	2 418	2 564	2 570	2 380

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

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. Une méthodologie détaillée d'élaboration du bilan est publiée sur le site internet du SDES. En sont rappelés ici les principaux éléments.

Bilan physique

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

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

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

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

Les formes d'énergie suivantes sont distinguées : charbon, pétrole brut, produits raffinés, gaz naturel, énergies renouvelables et déchets, chaleur nucléaire, électricité, chaleur commercialisée. Des informations peuvent en outre être données à un niveau de détail plus fin pour des sous-catégories du charbon, des produits pétroliers ou des énergies renouvelables.

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. Par ailleurs, la chaleur extraite de l'environnement par les pompes

à chaleur est prise en compte ici, comme c'est le cas également dans les bilans élaborés par Eurostat mais pas dans ceux réalisés par l'AIE.

Le périmètre géographique couvre, à partir de l'année 2011, la France métropolitaine et les cinq DROM. Les données relatives aux années antérieures sont limitées à la France métropolitaine.

Les données relatives à des agrégats de différentes formes d'énergie sont désormais exprimées en térawattheures (TWh) et non plus en millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), comme c'était le cas des éditions précédentes. L'unité est également le TWh pour les données relatives à l'électricité, aux énergies renouvelables, aux déchets, à la chaleur et au charbon. Les données relatives au pétrole (brut et raffiné) restent en revanche exprimées en Mtep et celles relatives au gaz naturel en TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur), alors que les quantités des autres combustibles et des agrégats sont exprimées en pouvoir calorifique inférieur.

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, au sens de la loi de 1951 relative à la statistique publique :

- enquête sur les produits du charbon dans l'industrie sidérurgique ;
- enquête annuelle sur la production d'électricité ;
- enquête annuelle 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. En particulier, les statistiques de consommation de gaz, d'électricité et de produits pétroliers sont construites principalement à partir des données locales annuelles de consommation d'énergie, collectées en application de l'article 179 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 (par l'intermédiaire du Comité professionnel du pétrole en ce qui concerne les produits pétroliers). Sont en outre exploitées des données annuelles sur la pétrochimie ainsi que des données mensuelles recueillies auprès de divers acteurs de l'énergie (raffineurs, importateurs, réseaux de transport et de distribution, etc.).

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 (EACEI) 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 DGEC (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 l'autoconsommation d'électricité, valorisée au prix moyen d'achat dans le secteur considéré, ainsi que les achats informels de bois mais exclut en revanche l'autoconsommation de bois. 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 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.

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.

annexes

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	1 t	32	0,762
Briquettes de lignite	1 t	17	0,404
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	1,0693
Produits raffinés			
Gazole, fioul domestique	1 t	42,6	1,0175
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1 t	46	1,0987
Essence moteur	1 t	44	1,0509
Kérosène	1 t	43	1,027
Fioul lourd	1 t	40	0,9554
Coke de pétrole	1 t	32	0,7643
Naphta	1 t	44	1,0509
Lubrifiants	1 t	42	1,0032
White spirit	1 t	43,6	1,0414
Bitumes	1 t	39	0,9315
Électricité	1 MWh	3,6	0,086
Bois à usage résidentiel	1 stère	6,17	0,147
Bois à usage professionnel	1 tonne	10,76	0,257
Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	3,24	0,077

ANNEXE 4 : MÉTHODE DE CORRECTION DES VARIATIONS CLIMATIQUES

La consommation d'énergie, dont une part importante est dédiée au chauffage, est sensible aux températures extérieures. Afin de permettre des comparaisons dans le temps à climat constant, des statistiques de consommation corrigée des variations climatiques (CVC) sont présentées dans le présent bilan.

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 $T < 17$ °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 ($C_{réelle}$) est supposé dépendre linéairement du nombre de degrés-jours, à travers un coefficient de thermosensibilité b :

$$C_{CVC} = C_{réelle} - b.(DJU - DJU_0)$$

La détermination du jeu de coefficients repose sur des estimations économétriques. La méthode et le jeu de coefficients complet sont présentés dans la méthodologie détaillée jointe au bilan de l'énergie sur le site internet du SDES. 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 2020.

En outre, la thermosensibilité de la consommation d'électricité du secteur tertiaire pour la climatisation est prise en compte 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 (*voir méthodologie du bilan de l'énergie*). Un écart de 10 % par rapport au nombre de degrés-jours de climatisation de référence (soit de 11 degrés-jours) entraînerait une variation de la consommation annuelle d'électricité du secteur tertiaire de 0,13 TWh en 2020.

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.

Produits pétroliers

La ventilation de la consommation de kérosène entre transport international et transport intérieur a été modifiée, à la suite d'une révision du Citepa. Cela a conduit à reporter environ 0,1 Mtep de kérosène du trafic aérien intérieur vers le trafic international entre 2011 et 2019. Ainsi la consommation finale énergétique totale de produits pétroliers (hors sources internationales) est revue à la baisse de 0,2 % sur la période 2011-2019.

Par ailleurs, comme chaque année, les données de consommation de produits pétroliers dans l'agriculture relatives à l'année précédant celle sur laquelle porte ce bilan (*i.e.* 2019 pour la présente édition) ont été affinées à la suite de la mise à disposition des données du Rica.

Gaz naturel

La consommation de gaz naturel de l'ensemble résidentiel-tertiaire, qui n'était pas ventilée entre ces deux secteurs avant 2000 dans les précédentes éditions, l'est désormais à partir de 1990.

Une erreur dans la précédente édition concernant le prix du gaz naturel en 2019 dans le secteur tertiaire a été corrigée. Il en résulte une révision à la hausse pour ce prix de 1,8 €/MWh PCS (+ 4 %).

Charbon

Suivant une recommandation d'Eurostat, le pouvoir calorifique inférieur des briquettes de lignite, auparavant fixé à 0,762 tep/t, est désormais supposé égal à 0,404 tep/t.

Électricité

Les données de consommation relatives à deux entreprises locales de distribution (ELD), qui n'avaient pu être prises en compte dans la précédente édition, ont été intégrées et se sont substituées aux estimations effectuées pour 2019 pour ces deux ELD. Les données d'une autre ELD ont été révisées. Il en résulte pour l'année 2019 une révision à la baisse d'environ 240 GWh pour la consommation totale (- 0,05 %) et de 21 millions d'euros pour les dépenses (- 0,04 %).

Énergies renouvelables et déchets

L'estimation de la production (et de la consommation) des pompes à chaleur (PAC) a été revue à la suite de la refonte du modèle de parc des appareils (durée de vie, forte révision du parc dans le tertiaire, capacité des appareils aérothermiques). La consommation finale des pompes à chaleur a été révisée à la baisse de 2,4 % en 2019. La consommation des PAC a été révisée à la baisse dans le résidentiel (- 9,6 %) et a été fortement revue à l'inverse à la hausse (+ 73 %) dans le tertiaire.

Le périmètre des échanges extérieurs de bois-énergie a été réduit, pour ne retenir que les produits susceptibles d'être entièrement valorisés énergétiquement, et a conduit à revoir la série des importations (- 35 % en 2019) et des exportations (- 36 % en 2019) et par suite la production de biomasse, obtenue par solde. La production de biomasse solide a ainsi été revue à la hausse de 17 % en 2019. Par ailleurs, le modèle de la biomasse utilisé pour la consommation dans le tertiaire a été revu, pour davantage tenir compte de la sensibilité de la consommation aux températures (révision à la baisse de 6 % de la consommation dans le tertiaire en 2019).

Dans l'enquête annuelle sur la production d'électricité (EAPE), le classement sectoriel des centrales a été revu comme tous les ans. Cela a entraîné, en particulier pour la valorisation des déchets, une modification de la répartition entre consommation finale de déchets et transformation de déchets pour produire de la chaleur. L'impact est surtout notable dans la consommation du secteur tertiaire (- 1,5 % pour la consommation de déchets en 2018 et - 0,1 % en 2019).

annexes

ANNEXE 6 : RÉVISION DES PRINCIPAUX AGRÉGATS DE L'ANNÉE 2020 PAR RAPPORT AU BILAN DE L'ÉNERGIE PROVISOIRE

Sont présentés ci-dessous les écarts relatifs entre les résultats définitifs figurant dans cette publication et ceux de la version

provisoire du bilan de l'énergie publiée en avril 2021, pour tous les agrégats non nuls du tableau de synthèse du bilan physique. Ainsi, les estimations définitives de la production et de la consommation d'énergie primaire en 2020 sont respectivement 0,3 % et 0,1 % supérieures à leurs estimations provisoires d'avril 2021.

En %

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	-	0,4	-	0,0	0,0	0,3	2,1	-	-	0,3
Importations	0,2	0,0	0,3	-0,1	-	-	-16,2	-0,5	-	-0,2
Exportations	0,0	0,0	-0,4	0,0	-	-	-10,8	0,2	-	-0,5
Soutes maritimes internationales	-	-	0,7	-	-	-	-	-	-	0,7
Soutes aériennes internationales	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	0,9
Variations de stocks	-492,0	-10,1	24,7	0,0	-	-	-	-	-	10,9
Consommation primaire	-2,0	0,0	0,8	-0,2	0,0	0,3	0,8	0,4	-	0,1
Production d'électricité	0,4	-	7,2	-1,4	0,0	0,3	2,6	0,2	-	0,1
Production de chaleur	-11,0	-	-25,5	8,4	-	-	-0,6	-	6,8	-23,7
Injections de biométhane	-	-	-	0,0	-	-	0,0	-	-	-
Raffinage de pétrole	-	0,2	0,5	-	-	-	-	-	-	-25,8
Autres transformations, transferts	0,2	20,0	21,8	-	-	-	-	-	-	0,7
Usages internes de la branche énergie	-5,1	-	1,1	28,9	-	-	-	6,4	-	4,8
Pertes de transport et de distribution	-	-	-	0,0	-	-	-	-0,8	23,6	1,2
Consommation nette de la branche énergie	-2,7	0,0	-0,2	4,3	0,0	0,3	1,1	0,3	5,4	0,0
Industrie	-1,8	-	9,3	0,3	-	-	7,0	-0,1	6,8	1,8
Transports	-	-	0,3	-1,8	-	-	0,4	1,8	-	0,3
Résidentiel-tertiaire	-7,5	-	-5,4	-2,3	-	-	-0,4	0,5	4,5	-1,0
Agriculture-pêche	0,2	-	5,3	5,1	-	-	4,6	-4,7	-12,6	3,5
Consommation finale énergétique	-2,1	-	0,3	-1,3	-	-	0,7	0,3	5,4	0,1
Consommation finale non énergétique	15,3	-	-0,4	-4,0	-	-	-	-	-	-0,4
Consommation finale	1,7	-	0,1	-1,4	-	-	0,7	0,3	5,4	0,1

Sigles et abréviations

Ademe	Agence de la transition écologique
AIE	Agence internationale de l'énergie
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
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
DGDDI	Direction générale des douanes et des droits indirects
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DJU	degrés-jours unifiés
DROM	Départements et régions d'outre-mer
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
EMAG	esters méthyliques d'acides gras
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
HVHTE	huiles végétales hydro-traitées essence

annexes

HVHTG	huiles végétales hydro-traitées gazole
ICE	<i>Intercontinental Exchange</i>
Insee	Institut national de la statistique et des études économiques
ISBLSM	institution sans but lucratif au service des ménages
Mt	million de tonnes
Mtep	million de tonnes équivalent pétrole
NAF	nomenclature d'activités française
NBP	<i>National Balancing Point</i>
n.d.	non disponible
OA	obligation d'achat
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONRE	Observatoire national de la rénovation énergétique
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) ainsi que des publications plus ponctuelles.

Publications annuelles

- *Bilan énergétique de la France en 2020 – Données provisoires*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2020, parue en avril 2021 ;
- *Bilan énergétique de la France en 2020 – Synthèse*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2020, parue en décembre 2021 ;
- *L'activité de la pétrochimie en France*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2020, parue en juillet 2021 ;
- *Les prix des produits pétroliers en 2020 : la crise sanitaire a tiré les prix à la baisse*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2020, parue en mars 2021 ;
- *Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2020*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2020, parue en juin 2021 ;
- *Prix du gaz naturel en France et dans l'Union européenne en 2020*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2020, parue en juin 2021 ;
- *Les dépenses publiques de R&D en énergie en 2020 – Forte hausse des financements alloués aux nouvelles*

technologies, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2020, parue en octobre 2021 ;

- *Les facteurs d'évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie en France de 1990 à 2021*, Datalab, dernière édition relative aux données 2021, parue en septembre 2021 ;
- *Les énergies renouvelables en France en 2020 – Suivi de la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2020, parue en avril 2021 ;
- *Chiffres clés de l'énergie – Édition 2021*, Datalab, dernière édition parue en septembre 2021 ;
- *Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2021*, Datalab, dernière édition parue en juillet 2021 ;
- *Chiffres clés du climat – France, Europe et Monde - Édition 2022*, Datalab, dernière édition parue en octobre 2021.

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.

Autre publication en 2021

- *La rénovation énergétique des logements : bilan des travaux et des aides entre 2016 et 2019*, rapport de l'ONRE, mai 2021.

Table des matières



table des matières

Avant-propos	4
Données clés	5
PARTIE 1 : LES PRIX DE L'ÉNERGIE	9
1.1 Les ménages bénéficient de prix de l'énergie en moyenne moins élevés en 2020 qu'en 2019	10
1.2 La crise sanitaire a tiré les prix des produits pétroliers à la baisse en 2020	11
1.2.1 Prix du pétrole brut	11
1.2.2 Prix des produits pétroliers raffinés	12
1.2.3 Prix à la consommation	13
1.3 Le prix du gaz naturel baisse pour tous les secteurs en 2020	14
1.3.1 Prix de gros du gaz naturel	14
1.3.2 Prix à la consommation du gaz naturel	15
1.4 Les prix du charbon à l'importation et à la consommation chutent	17
1.4.1 Prix de gros du charbon	17
1.4.2 Prix du charbon pour les consommateurs	18
1.5 Le prix du bois connaît des évolutions contrastées en 2020	19
1.5.1 Prix des importations et exportations	19
1.5.2 Prix pour le résidentiel	19
1.5.3 Prix pour les professionnels	20
1.6. Les prix des biocarburants importés diminuent en 2020	22
1.7 Hausse des prix de détail de l'électricité, en particulier pour les ménages	23
1.7.1 Prix de gros de l'électricité	23
1.7.2 Prix à la consommation de l'électricité	25
1.8. Le prix de la chaleur baisse dans tous les secteurs	27
PARTIE 2 : L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DE LA FRANCE	29
2.1 Le taux d'indépendance énergétique augmente, en raison de la chute de la demande intérieure	30
2.2 La production primaire diminue du fait d'une forte indisponibilité des centrales nucléaires	33
2.2.1 Combustibles fossiles	33
2.2.2 Nucléaire	34
2.2.3 Énergies renouvelables et valorisation des déchets	35
2.3 La facture énergétique de la France diminue fortement	38
2.3.1 Pétrole brut et raffiné	38
2.3.2 Gaz naturel	41
2.3.3 Charbon	43
2.3.4 Bois-énergie	45
2.3.5 Biocarburants	46
2.3.6 Électricité	47
PARTIE 3 : TRANSFORMATION, TRANSPORT ET DISTRIBUTION D'ÉNERGIE EN FRANCE	49
3.1 La production des raffineries de pétrole chute en volume et en valeur	50
3.2 Baisse modérée du coût d'acheminement du gaz	52
3.2.1 Injections de biométhane	52
3.2.2 Transport, distribution et stockage de gaz naturel	52
3.3 La transformation de charbon : net repli de l'activité de la filière fonte	55
3.3.1 Les cokeries	55
3.3.2 Les hauts-fourneaux	55
3.4 Baisse de la production d'électricité en raison du recul de la production nucléaire	57
3.4.1 Production nette d'électricité	57
3.4.2 Transport et distribution d'électricité	62
3.5 Production de chaleur commercialisée : la part des énergies renouvelables est croissante	63
3.5.1 Réseaux de chaleur	63
3.5.2 Chaleur cogénérée vendue hors des réseaux de chaleur	65

table des matières

PARTIE 4 : LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR FORME D'ÉNERGIE EN FRANCE	67
4.1 La crise sanitaire et la météo font chuter la consommation primaire en 2020	68
4.2 Forte baisse de la consommation et, plus encore, de la dépense en produits pétroliers	72
4.2.1 Consommation et dépense totales	72
4.2.2 Production d'électricité et de chaleur	74
4.2.3 Consommation finale à usage énergétique	74
4.2.4 Consommation finale à usage non énergétique	74
4.2.5 Consommation par produit	75
4.3 Baisse de la consommation et de la dépense de gaz naturel en 2020	77
4.3.1 Consommation et dépense totales	77
4.3.2 Branche énergie	78
4.3.3 Consommation finale à usage énergétique	79
4.3.4 Consommation finale à usage non énergétique	79
4.4 La consommation de charbon et la dépense associée chutent	80
4.5 La consommation d'énergies renouvelables et de déchets augmente légèrement, malgré la chute de celle de biocarburants	83
4.5.1 Consommation totale	83
4.5.2 Bois-énergie	84
4.5.3 Biocarburants	85
4.6 Une consommation d'électricité en hausse dans le résidentiel mais en forte baisse dans l'industrie et le tertiaire	86
4.7 La consommation de chaleur commercialisée diminue à la faveur de températures élevées	89
PARTIE 5 : LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SECTEUR OU USAGE EN FRANCE	91
5.1 Consommation finale d'énergie : forte baisse	92
5.2 Les ménages ont réduit leurs dépenses d'énergie	94
5.3 Résidentiel : hausse de la consommation à climat constant	98
5.4 Tertiaire : chute de la consommation sous l'effet de la crise sanitaire et du climat	101
5.5 Transports : une consommation au plus bas depuis la fin des années 1980	103
5.6 Industrie : baisse de la consommation énergétique	106
5.7 Agriculture-pêche : baisse sensible de la dépense d'énergie	109
PARTIE 6 : ÉMISSIONS DE CO₂ DUES À LA COMBUSTION D'ÉNERGIE	111
6 Forte baisse des émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie	112
ANNEXES	117
Bilans énergétiques de la France	118
Annexes méthodologiques	144
Sigles et abréviations	151
Pour en savoir plus	153

Conditions générales d'utilisation

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

Dépôt légal : janvier 2022

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

Impression : imprimerie intégrée du MTE, imprimé sur du papier certifié ecolabel européen – www.ecolabel.com

Directrice de publication : Béatrice Sédillot

Coordination éditoriale : Amélie Glorieux-Freminet

Infographie : Bertrand Gaillet

Maquettage et réalisation : Agence Efil, Tours

Cartographie : Antea



Malgré la progression des énergies renouvelables, la production d'énergie primaire de la France décroît de 8,5 % en 2020 par rapport à 2019, en raison essentiellement du recul de la production nucléaire, très affectée par la crise sanitaire. Cette dernière ainsi que, dans une moindre mesure, des températures exceptionnellement douces entraînent une chute de 9,8 % de la consommation primaire, qui s'établit à son plus bas niveau depuis les années 1980. La consommation finale d'énergie baisse fortement dans le secteur productif et, plus encore, dans les transports, alors qu'elle augmente dans le résidentiel à climat corrigé. Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 144 milliards d'euros (Md€) pour leur consommation d'énergie, dont 32 Md€ de taxes énergétiques (nettes des subventions aux énergies renouvelables). Chaque ménage français a dépensé en moyenne 2 690 € en 2020, dont 1 590 € pour l'énergie du logement et 1 100 € pour les carburants. Cette facture diminue de 14 % par rapport à 2019.

**Bilan énergétique
de la France
pour 2020**