

partie 2

# L'approvisionnement énergétique de la France

— Le taux d'indépendance énergétique s'établit à 55,1 % en 2021 et perd 0,5 point par rapport à 2020 : la demande intérieure d'énergie primaire, favorisée par la reprise économique, rebondit en effet davantage que la production primaire. En conséquence, le solde des échanges extérieurs physiques s'accroît (+ 8 %), tiré à la hausse par les importations de pétrole et, dans une moindre mesure, de gaz naturel. La facture énergétique de la France est presque multipliée par deux et revient à un niveau légèrement inférieur à celui de 2019, en raison principalement de la hausse des prix des combustibles. Toutes énergies confondues, elle s'élève à 44,0 Md€.



## 2.1 Le taux d’indépendance énergétique diminue en raison du rebond plus marqué de la demande que de la production

La production d’énergie primaire s’élève à 1 522 TWh en France entière en 2021, en hausse de 6,7 % par rapport à 2020, après une baisse de 8,6 % en 2020 (figure 2.1.1). Elle est tirée par la production nucléaire qui représente les trois quarts de la production primaire. Cette dernière rebondit (+ 7,2 %, à 1 150 TWh), sans retrouver son niveau de 2019 (1 209 TWh). La production nucléaire avait chuté en 2020 (- 11,3 %) en raison des restrictions sanitaires, de la contraction de la demande d’électricité et, dans une moindre mesure, de la fermeture de la centrale de Fessenheim. La disponibilité du parc nucléaire, en augmentation par rapport au point bas de 2020 et nettement plus élevée que sur les trois premiers trimestres 2022, reste parmi les moins bonnes observées depuis 1996. Cette situation est imputable, d’une part, aux effets rémanents de la crise sanitaire qui a perturbé les calendriers de maintenance et entraîné des retards de travaux et, d’autre part, à la détection à l’automne de défauts (microfissures sur des circuits auxiliaires) qui ont occasionné l’examen puis l’arrêt prolongé de réacteurs.

La production primaire d’électricité renouvelable, sensible aux conditions météorologiques et climatiques, diminue par rapport à 2020 (- 3,1 %, à 113 TWh) mais augmente de 8,1 % par rapport à 2019. La production hydraulique se replie (- 4,7 %) en raison d’un stock hydraulique en début d’année 2021 plus faible qu’en 2020 et de précipitations moins abondantes que l’année précédente au printemps et à l’automne. La production éolienne baisse également (- 7,6 %),

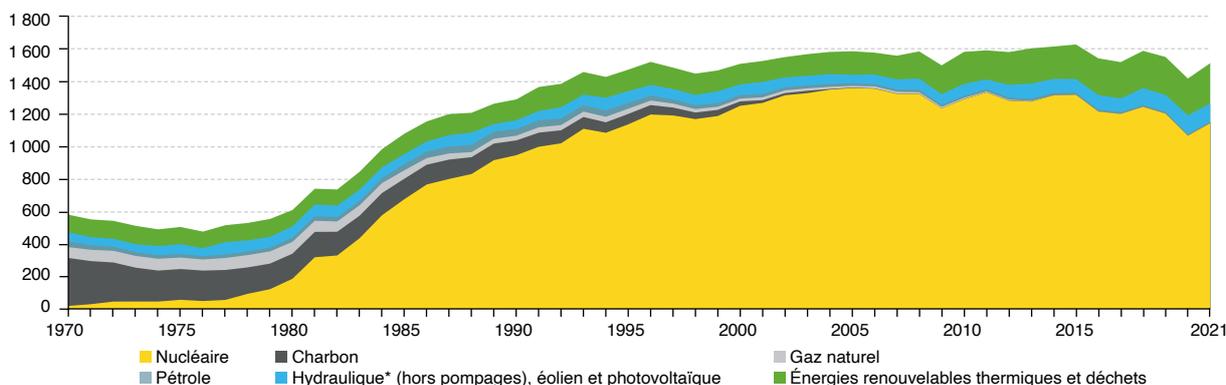
pénalisée par des conditions de vent peu favorables une grande partie de l’année. La production de la filière photovoltaïque est, quant à elle, dynamique (+ 17,4 %), en raison principalement de l’accélération des capacités installées. Malgré son développement rapide, le photovoltaïque occupe encore une place mineure dans la production d’énergie primaire renouvelable électrique (14 %, contre 53 % pour l’hydraulique et 33 % pour l’éolien).

À l’inverse, la production primaire d’énergies renouvelables thermiques et issues de la valorisation des déchets progresse de 9,4 % sur un an et de 6,1 % par rapport à 2019, pour atteindre 250 TWh. Cette hausse est surtout imputable à la biomasse solide (+ 10,0 %, à 125 TWh), composée essentiellement de bois-énergie (112 TWh). Étant dédiée quasi exclusivement au chauffage, la biomasse solide est davantage consommée et produite lorsque les températures sont basses. Or l’hiver 2021 a été nettement plus rigoureux que l’hiver précédent, historiquement doux. La vitalité de la production des pompes à chaleur (+ 30,6 %, à 43 TWh) et de biogaz (+ 25,8 %, à 16 TWh) se renforce du fait de la forte croissance des installations. À l’inverse, la production de biocarburants continue de reculer (- 16,7 %, à 23 TWh), en dépit d’une demande plus soutenue en 2021. Elle est tirée à la baisse par le biodiesel.

La production primaire d’énergie fossile, pétrole brut extrait des bassins aquitain et parisien pour l’essentiel, est marginale (10 TWh).

Figure 2.1.1 : production primaire d’énergie

En TWh



\* Y compris énergies marines.

Source : SDES, Bilan de l’énergie

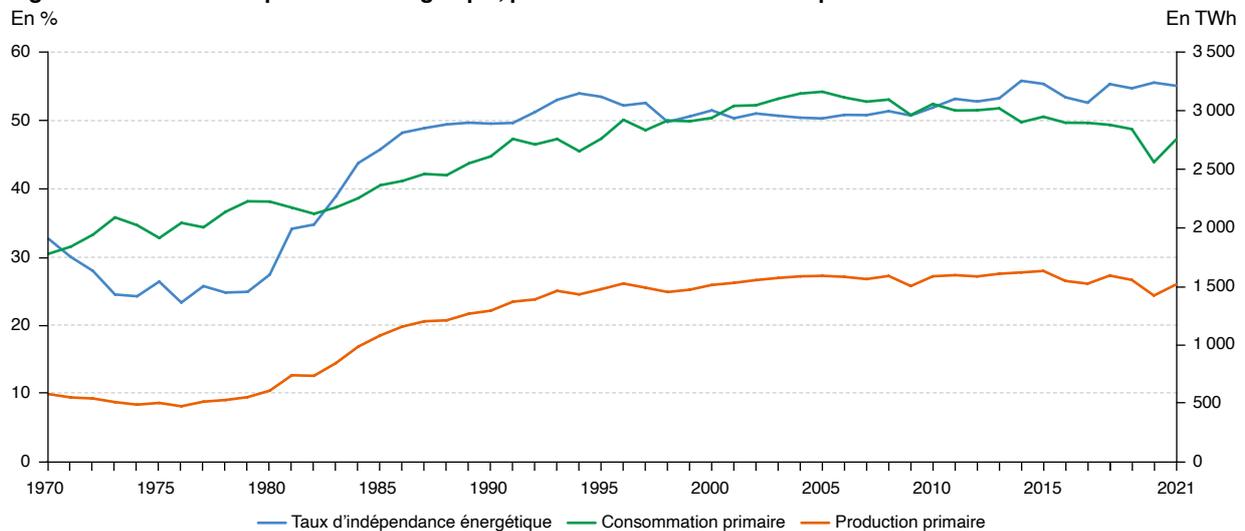
## partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

En 2021, la consommation primaire d’énergie en France rebondit nettement (+ 7,6 %) mais reste en dessous de son niveau de 2019 (- 2,5 %). La production primaire progressant moins vite que la consommation primaire, le taux d’indépendance énergétique de la France, rapport de ces deux grandeurs, diminue de 0,5 point en 2021, pour s’établir à 55,1 % (figure 2.1.2). Il se situe 0,4 point au-dessus de son niveau de 2019. L’approvisionnement pour satisfaire la demande d’énergie repose davantage en 2021 qu’en 2020 sur les importations, hors uranium, l’énergie nucléaire étant produite sur le territoire par convention statistique internationale (voir encadrés).

Le déficit des échanges physiques d’énergie s’accroît en effet de 7,7 %, après avoir diminué de 17,2 % en 2020 : il s’est ainsi réduit de 10,8 % par rapport à 2019. En particulier, les entrées nettes de gaz naturel sur le territoire progressent (+ 7,6 %, à 414 TWh), de même que celles de charbon (+ 21,7 %, à 72 TWh). Les achats de pétrole brut augmentent

(+ 2,4 %) et les importations nettes de produits raffinés sont également en hausse (+ 7,0 %) à la faveur de la reprise de la circulation routière et aérienne. Les importations nettes de biocarburants, essentiellement du biodiesel, s’élèvent à 14 TWh et doublent par rapport à 2020 (+ 108 %). Le déficit des échanges extérieurs de bois à des fins énergétiques, multiplié quasiment par trois entre 2020 et 2021, reste marginal (2 TWh) par rapport à sa consommation. Le solde exportateur des échanges physiques d’électricité est stable et s’établit à 45 TWh malgré la reprise de la production électrique ; il est plus faible de 12 TWh par rapport à son niveau de 2019. Les importations d’électricité ont en effet été particulièrement soutenues les trois premiers mois de 2021 par rapport à l’année précédente, du fait de températures bien plus basses qu’en 2020 à la même période et d’une moindre sollicitation des centrales thermiques par rapport aux années antérieures, année 2020 exclue.

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



Source : SDES, Bilan de l’énergie

La facture énergétique de la France s’élève à 44,0 milliards d’euros en 2021 (Md€) et équivaut quasiment au solde de l’ensemble de la balance commerciale, services compris (48,6 Md€). Elle augmente de 19,1 Md€ par rapport à 2020, en restant légèrement en dessous de son niveau de 2019 (45,3 Md€<sub>2021</sub>) - (figure 2.1.3). À l’augmentation du solde des échanges physiques vient s’ajouter l’intense renchérissement des énergies fossiles, notamment en fin d’année. Les prix

ont progressé quasi continûment depuis mai 2020 et accéléré à partir de septembre 2021, entraînés à la hausse par la forte demande mondiale alors que la production est restée relativement contrainte. Le prix du gaz atteint des niveaux historiques en fin d’année 2021 ; le prix spot NBP à Londres est quasiment multiplié par cinq en moyenne entre 2020 et 2021. La facture gazière s’alourdit ainsi nettement, passant de 5,2 Md€<sub>2021</sub> en 2020 à 13,5 Md€.

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

La facture pétrolière et en biocarburants, qui pèse pour près des trois quarts de la facture énergétique totale, augmente de 56 % en 2021 mais diminue de 16 % par rapport à 2019. Les importations nettes en pétrole brut s’accroissent de 5,8 Md€<sub>2021</sub>, pour s’établir à 15,6 Md€, alors que celles en produits raffinés et biocarburants s’allourdissent de 5,9 Md€<sub>2021</sub>, à 16,2 Md€. Le charbon contribue également à la hausse de la facture énergétique, à hauteur de 0,5 Md€<sub>2021</sub>.

Le solde exportateur d’électricité, qui allège la facture globale, augmente de 1,5 Md€<sub>2021</sub>, pour atteindre 2,7 Md€ (+ 0,7 Md€<sub>2021</sub> par rapport à 2019). Les prix spot de l’électricité ont été multipliés en moyenne par trois entre 2020 et 2021, tirés principalement par la hausse des prix du gaz, et par celle des quotas de CO<sub>2</sub> sur le marché EU-ETS dans une moindre mesure.

**Figure 2.1.3 : facture énergétique de la France**

En milliards d’euros 2021

	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Facture énergétique</b>	<b>41,3</b>	<b>48,0</b>	<b>45,3</b>	<b>24,9</b>	<b>44,0</b>
Pétrole brut	22,2	25,6	21,9	9,7	15,6
Pétrole raffiné	8,4	11,4	14,0	9,8	14,9
Gaz naturel	9,1	11,3	9,0	5,2	13,5
Charbon	2,2	2,0	1,7	0,9	1,4
Biocarburants	0,8	0,7	0,8	0,4	1,2
Bois-énergie	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Électricité	- 1,4	- 3,0	- 2,1	- 1,2	- 2,7

Source : SDES, Bilan de l’énergie, 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 %). 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, le taux d’indépendance énergétique perdrait 42 points de pourcentage, pour s’établir à 13 % en 2021, si l’on considérait comme énergie primaire le combustible nucléaire plutôt que la chaleur issue de sa réaction.

## Échanges extérieurs d’uranium

Même si les combustibles utilisés par les centrales nucléaires ne sont pas retracés dans le bilan de l’énergie (*encadré supra*), ils sont nécessaires pour amorcer la réaction nucléaire.

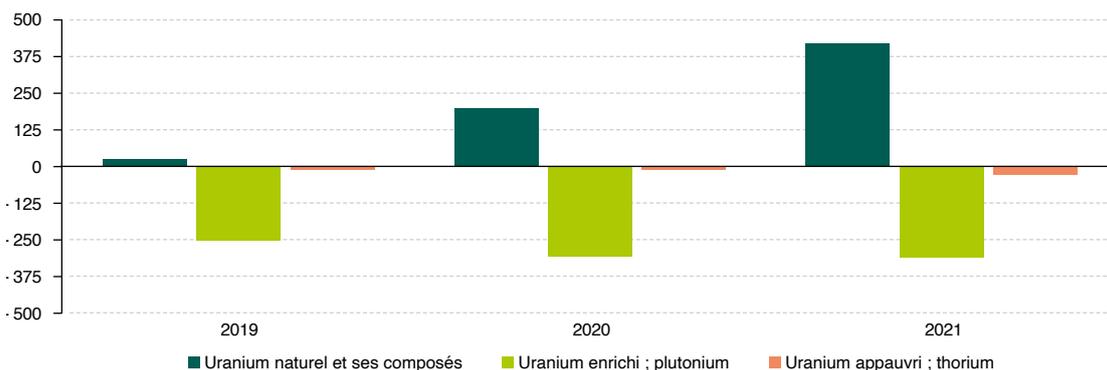
En 2021, la France importe des matières nucléaires, à hauteur de 700 millions d’euros, essentiellement de l’uranium naturel et de l’uranium enrichi, et en exporte à hauteur de 620 millions (essentiellement de l’uranium enrichi de l’uranium appauvri).

L’approvisionnement en uranium naturel est diversifié avec des importations en provenance principalement du Niger, de la Namibie, du Canada, d’Australie, d’Ouzbékistan et du Kazakhstan. L’origine des importations est variable selon les années. En 2021, les importations en valeur progressent nettement en raison de l’augmentation des prix (qui doublent quasiment entre le début et la fin d’année). En 2021, la production de combustibles nucléaires sur le territoire est élevée (+ 7 % en 2021 par rapport à 2020 et + 17 % par rapport à 2019). Cette production est réalisée par Framatome en assemblant l’uranium enrichi par Orano sur le site de Pierrelatte avec des composants métalliques fabriqués en interne. Des assemblages combustibles sont également importés d’Allemagne, de Suède, du Royaume-Uni et d’Espagne.

La France est exportatrice nette d’uranium enrichi (*figure 2.1.4*). Ses principaux clients sont le Royaume-Uni, la Corée du Sud, les États-Unis, l’Allemagne et la Chine. L’uranium appauvri, sous-produit de l’enrichissement de l’uranium, est principalement importé d’Allemagne. On peut aussi observer des mouvements d’uranium appauvri entre la France et les Pays-Bas ; ces mouvements ne sont pas liés au fonctionnement du parc français.

**Figure 2.1.4 : facture d’uranium**

En millions d’euros



Source : DGDDI

## 2.2 La production primaire rebondit en 2021 sans retrouver son niveau de 2019

### 2.2.1 COMBUSTIBLES FOSSILES

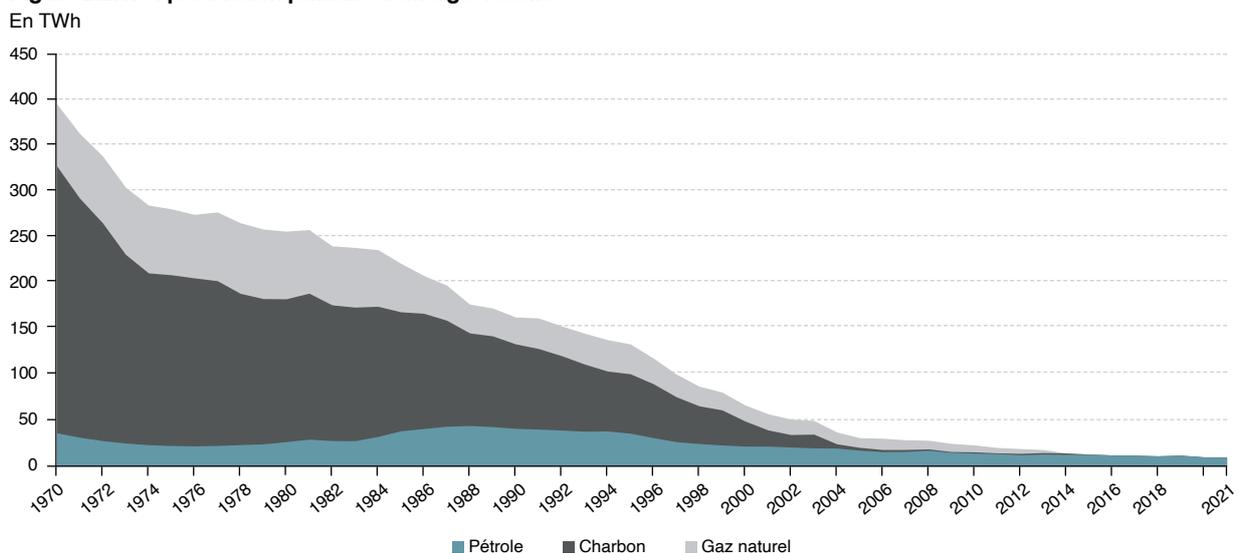
La production primaire d'énergie fossile en France est désormais marginale (figure 2.2.1.1). Elle s'élève à 10 TWh en 2021 et diminue très légèrement par rapport à 2020. Elle est composée quasi intégralement de produits à destination des raffineries : pour près des trois quarts, il s'agit de pétrole 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 carburants et des autres produits raffinés. Ces additifs non bio représentent ces dernières années entre un sixième et un quart de la production primaire de pétrole. En 2021, la production de pétrole brut sur le territoire français, hors additifs, s'élève à 658 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<sup>er</sup> janvier 2021, les réserves de pétrole brut (18 Mt) et d'hydrocarbures extraits du gaz naturel représentent environ 27 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, hors biométhane, se limite à l'extraction de gaz de mine (grisou) du bassin du Nord-Pas-de-Calais. Celle-ci s'élève à 258 GWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) en 2021, soit 232 GWh PCI (pouvoir calorifique inférieur).

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.

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 : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGEC, Charbonnages de France, SNET(Uniper), GRTgaz, TIGF (Teréga)

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

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>
<b>Production toutes énergies fossiles</b>	<b>11,73</b>	<b>464</b>	<b>11,02</b>	<b>485</b>	<b>11,76</b>	<b>556</b>	<b>9,98</b>	<b>289</b>	<b>9,93</b>	<b>466</b>
Production de pétrole	11,57	461	10,93	483	11,60	552	9,80	287	9,70	458
Production de charbon	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Production de gaz naturel (grisou)	0,16	3	0,09	2	0,17	3	0,18	2	0,23	7

Note : la production comprend la production d’additifs oxygénés non issus de biomasse.  
 Source : SDES, Bilan de l’énergie

La production primaire totale française représente en 2021 une valeur économique de 466 millions d’euros, soit près de deux fois plus qu’un an auparavant (figure 2.2.1.2). Celle-ci reste en dessous de son niveau de 2019. Les prix des énergies fossiles se sont en effet redressés en 2021 après avoir fortement diminué au printemps 2020.

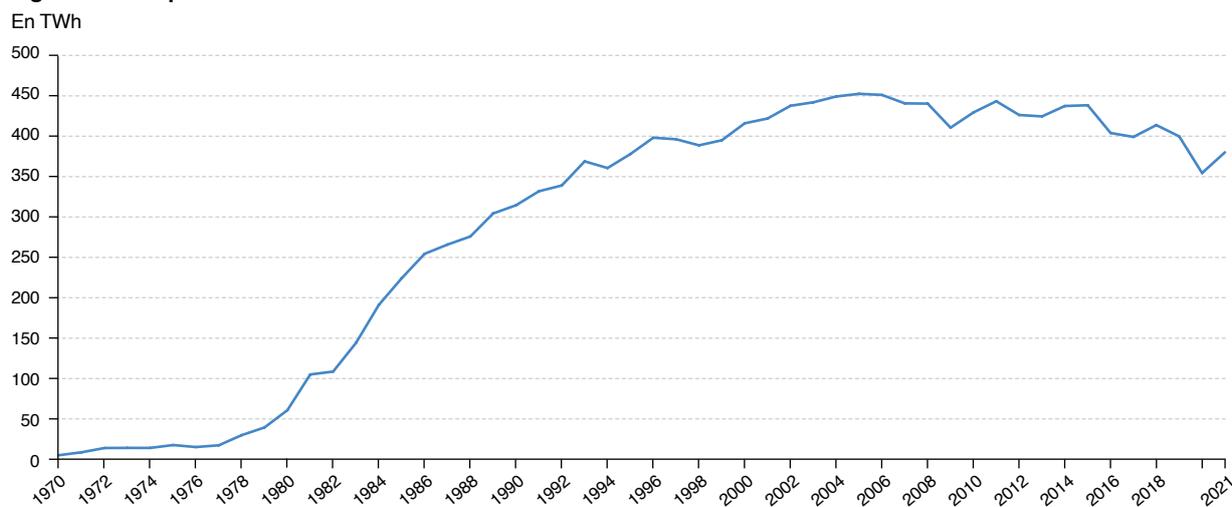
### 2.2.2 NUCLÉAIRE

En 2021, la France compte 56 réacteurs en service, répartis sur 18 sites. La production d’énergie primaire du parc s’élève à 1 150 TWh en 2021. 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 2021 à 379 TWh (figure 2.2.2.1).

Après avoir fortement diminué en 2020, la production nucléaire rebondit sans retrouver son niveau de 2019. D’une part, les calendriers de maintenance ont été décalés, en particulier au premier semestre 2021, à la suite de la crise sanitaire. D’autre part, la détection de microfissures dans les circuits auxiliaires de refroidissement, à l’occasion de la visite décennale de la centrale de Civeaux, a conduit à l’arrêt inopiné et prolongé de plusieurs réacteurs à partir de l’automne 2021 pour contrôle approfondi. En moyenne, les centrales ont été disponibles à hauteur de 72,9 % de leur capacité théorique, soit 1 point de plus qu’en 2020 mais 1,1 point de moins qu’en 2019. Les centrales ont été utilisées, lorsqu’elles étaient disponibles, à hauteur de 92,2 % (figure 2.2.2.2).

Figure 2.2.2.1 : production brute d’électricité des centrales nucléaires



Source : EDF

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

**Figure 2.2.2.2 : disponibilité et utilisation du parc nucléaire**

Coefficients exprimés en %

	2017	2018	2019	2020	2021
Coefficient de disponibilité Kd*	77,1	76,5	74,0	71,9	72,9
Coefficient d'utilisation Ku	88,9	92,8	92,7	85,7	92,2

\* 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

### 2.2.3 ÉNERGIES RENOUVELABLES ET VALORISATION DES DÉCHETS

La production primaire d'énergie issue de ressources renouvelables s'établit à 342 TWh en 2021, en hausse de 5,2 % par rapport à 2020 (figures 2.2.3.1 et 2.2.3.2). Cette hausse s'explique majoritairement par l'augmentation de la production des énergies renouvelables thermiques, en particulier de la biomasse solide (+ 10 %), de la chaleur renouvelable issue des pompes à chaleur (+ 31 %) et du biogaz (+ 26 %), et, dans une moindre mesure, par la hausse de la production solaire photovoltaïque (+ 17 %). La production de biocarburants baisse de 17 % en 2021. En effet, la légère hausse de la production des bioessences (bioéthanol et bioessences de synthèse) ne compense pas la forte baisse de la production de biodiesel (- 22 %). En raison de conditions de vent et de pluie plus défavorables qu'en 2020, les

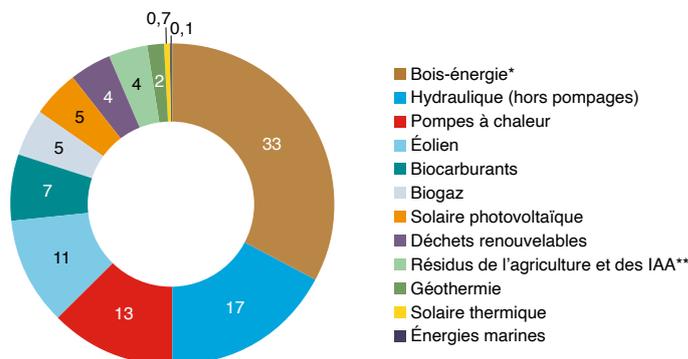
productions éolienne et hydraulique baissent respectivement de 7,6 % et 4,7 %.

Le bois-énergie (y compris la liqueur noire utilisée dans l'industrie papetière) demeure la première énergie renouvelable produite en France (33 % de la production nationale d'énergie renouvelable), devant l'hydraulique (17 %), les pompes à chaleur (13 %), l'éolien (11 %), les biocarburants (7 %), le biogaz (5 %), le solaire photovoltaïque (5 %), la valorisation des déchets renouvelables (4 %), la valorisation des résidus de l'agriculture et de l'industrie agroalimentaire (4 %), la géothermie (2 %), le solaire thermique (0,7 %) et les énergies marines (0,1 %).

En incluant par ailleurs les 20 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 363 TWh en 2021.

**Figure 2.2.3.1 : part de chaque filière dans la production primaire d'énergies renouvelables en 2021 (342 TWh)**

En %

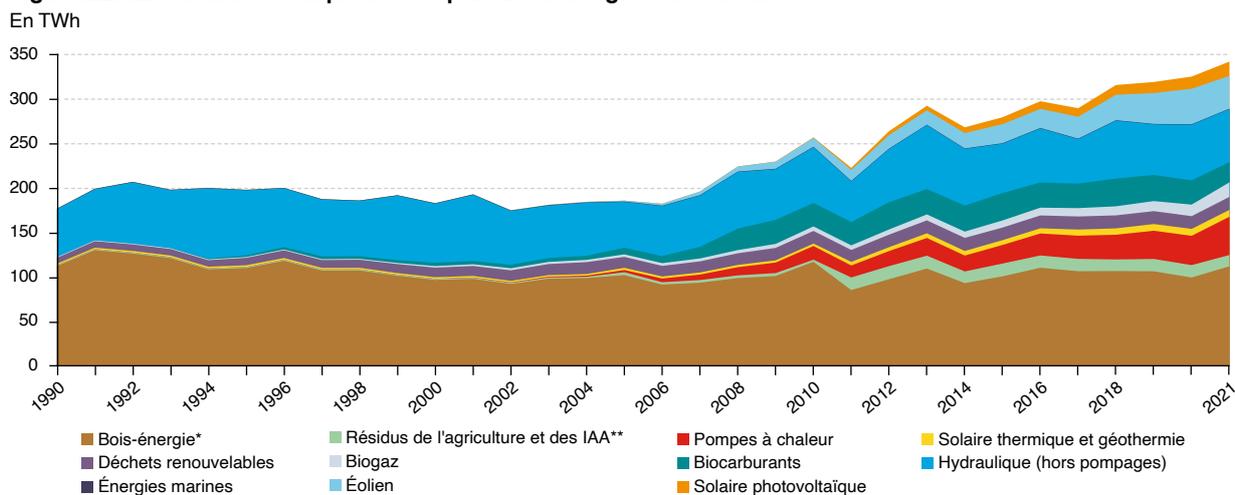


\* Y compris liqueur noire.

\*\* Industries agroalimentaires.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

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



\* 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 : SDES, Bilan de l’énergie

Les **énergies renouvelables électriques** correspondent aux filières renouvelables de production primaire d’électricité (113 TWh en 2021). 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 du niveau des réservoirs et, par conséquent, de la pluviométrie. L’essentiel de la production provient de grandes installations, situées le long du Rhin et du Rhône ainsi que dans les zones montagneuses. Après une forte augmentation en 2020, la production hydraulique (hors pompages) diminue de 4,7 % en 2021, à 60 TWh, en raison d’une pluviométrie moins favorable qu’en 2020 et d’un stock hydraulique moins abondant.

### 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 211 MW, sa production (hors pompages) s’élève à 0,5 TWh en 2021.

### Éolien

Malgré un accroissement important des capacités installées sur le territoire (+ 5,1 %), la production éolienne recule de 7,6 % en 2021, pour s’établir à 37 TWh, en raison de conditions de vent plus défavorables qu’en 2020. La filière éolienne connaît un développement particulièrement rapide ces dernières années avec un quasi-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 16 TWh en 2021. Soutenue par la croissance du parc, la production progresse de 17,4 % par rapport à 2020.

### Les énergies renouvelables thermiques et les déchets

(250 TWh en 2021) 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.

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

### Biomasse solide

En 2021, la production d’énergie primaire issue de biomasse solide augmente de 10 %, pour s’élever à 125 TWh. Cette augmentation s’explique par la hausse de la consommation finale de bois-énergie des ménages (+ 15 %) et, dans une moindre mesure, par celle de la biomasse utilisée dans le secteur de la transformation (+ 10 %).

En effet, le bois-énergie constitue près de 90 % de la biomasse et est consacré à 62 % à l’usage résidentiel (cf. 4.5). La consommation de bois des ménages a été poussée à la hausse par des températures plus froides qu’en 2020. 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. Cependant, les ventes d’appareils de chauffage au bois, en net recul depuis 2013, ont enregistré une forte hausse en 2021 (+ 35 %).

Dans le secteur de la transformation, la consommation de biomasse progresse nettement par rapport à 2005, soutenue par son utilisation croissante dans les installations de cogénération et de production de chaleur.

### Biogaz

En 2021, la production primaire de biogaz s’élève à 16 TWh, en augmentation par rapport à 2020 (+ 25,8 %). Cette évolution s’inscrit dans une tendance continue à la hausse, amorcée en 2011. De 2011 à 2021, la production primaire de biogaz a en effet été multipliée par 3,1. Presque la moitié de la production de biogaz (8 TWh) est valorisée sous forme d’électricité. La puissance des installations raccordées au réseau électrique représente 0,6 GW en fin d’année 2021, en augmentation de 3,2 % par rapport à 2020. 30 % de la production de biogaz est dédiée à la production de chaleur

(5 TWh). Enfin, l’épuration de biogaz en biométhane, afin d’être ensuite injecté dans les réseaux de gaz naturel, constitue un nouveau débouché en forte croissance depuis quelques années. Ce mode de valorisation concerne en effet 24 % de la production totale de biogaz en 2021, soit 4 TWh, en progression de 96 % par rapport à 2020 (cf. 3.2).

### Biocarburants et autres bioliquides

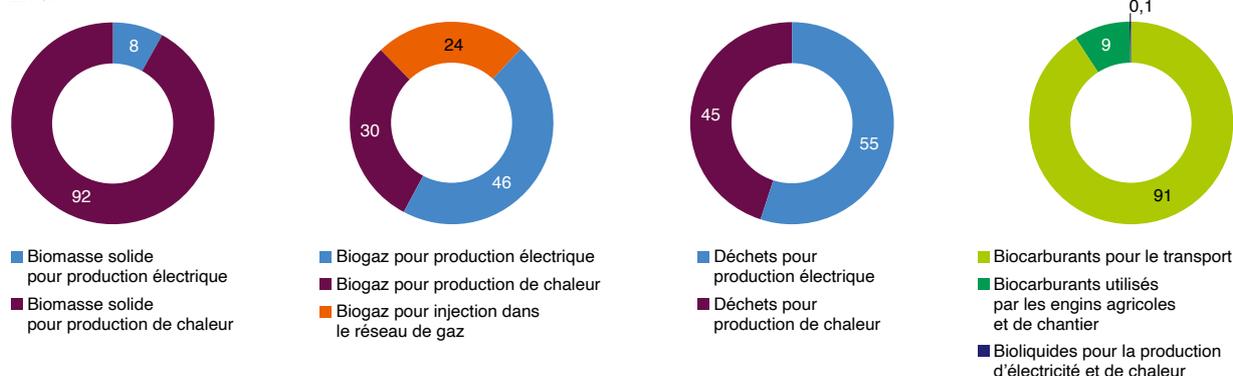
La biomasse liquide, constituée des biocarburants, est utilisée essentiellement pour la force motrice des véhicules (y compris les véhicules de chantiers, agricoles, etc.). La France produit principalement du biodiesel (71 %), mais également des bioessences (29 %). En 2021, la production nationale de biocarburants s’élève à 23 TWh, en baisse de 16,7 % par rapport à 2020. La production de biodiesel baisse en particulier de 22 % en raison de difficultés d’approvisionnement en huiles par les fabricants de biodiesel. 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 en 2010. Depuis, la production a stagné, voire diminué, malgré la hausse progressive des objectifs d’incorporation.

### Déchets

La production d’énergie primaire à partir de l’ensemble des déchets augmente de 4 % en 2021, pour s’établir à 35 TWh. Plus de la moitié (55 %) de cette production est valorisée sous forme d’électricité. Seule la partie biodégradable des déchets est considérée comme relevant des énergies renouvelables. Par convention internationale, cette part est fixée à la moitié des déchets urbains, soit 15 TWh en 2021. Les déchets non renouvelables recouvrent l’autre moitié des déchets urbains ainsi que les déchets industriels ; ils s’élèvent à 20 TWh en 2021.

Figure 2.2.3.3 : les différents types de valorisation de la biomasse et des déchets en 2021

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 : SDES, Bilan de l’énergie

### Solaire thermique

La production du parc des installations solaires thermiques est de 2,3 TWh en 2021, en hausse de 3,8 % sur un an. Près de la moitié (46 %) 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. Si les ventes d’équipements en 2021 restent inférieures de 40 % à leur moyenne annuelle entre 2006 et 2012, elles augmentent néanmoins de 13 % par rapport à 2020 du fait du rebond de l’activité de la filière. 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 production primaire géothermique s’élève à 5,4 TWh en 2021, en baisse de 2,7 % sur un an.

La géothermie dite de « basse énergie » exploite des aquifères d’une profondeur de plusieurs centaines de mètres (entre 30 °C et 90 °C) 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 primaire de cette filière s’élève à 4,4 TWh en 2021 (+ 4,2 %).

À l’inverse, la géothermie dite de « haute énergie » (ou « haute température »), exploitant des aquifères ou des gisements rocheux situés entre 1 500 et 5 000 mètres de profondeur, atteignant une température supérieure à 150 °C, 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 2021. Leur production primaire, considérée par convention valant dix fois la production d’électricité, atteint 1 TWh en 2021.

### 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 2021 (+ 12 %). 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 43 TWh en 2021, en hausse de 30,6 % sur un an en raison de températures plus froides qu’en 2020.

## 2.3 La facture énergétique de la France augmente fortement

### 2.3.1 PÉTROLE BRUT ET RAFFINÉ

#### Commerce extérieur de pétrole brut

L’activité de raffinage augmente peu en 2021 malgré l’allègement des contraintes sanitaires et le rebond de la circulation induit (cf. 3.1). Les importations de pétrole brut progressent par rapport à 2020, à 34,7 Mtep (+ 2,4 %, figure 2.3.1.1), tout en restant nettement en deçà de leur niveau de 2019 (49,7 Mtep). En 2020, elles avaient chuté de 32 %. Au-delà des aléas conjoncturels, l’activité de raffinage

en France se réduit tendanciellement depuis plusieurs années. Les importations de pétrole brut ont ainsi baissé de près de 60 % depuis 2008.

La facture correspondante de la France s’établit à 15,7 Md€ en 2021 : elle progresse nettement (+ 59,0 % en euros constants), en raison principalement du rebond des prix (cf. 1.2). Cette facture reste cependant sensiblement inférieure à son niveau de 2019 (22,2 Md€<sub>2021</sub>). Elle a été divisée par trois depuis 2011.

Figure 2.3.1.1 : importations de pétrole brut\*

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En Mtep	En M€ <sub>2021</sub>								
Importations	59,0	22 437	54,4	25 807	49,7	22 175	33,9	9 900	34,7	15 738

\* 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.

Source : SDES, Bilan de l’énergie

En 2021, la France achète près de la moitié de son pétrole brut auprès des membres de l’Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) - (figure 2.3.1.2).

Le premier fournisseur de la France reste le Kazakhstan, avec 4,6 Mtep (13 % du total). Il est suivi, comme en 2020, par les États-Unis (4,5 Mtep, 13 % du total), dont la part augmente depuis deux ans. L’Algérie, à la cinquième place depuis trois ans, se hisse au troisième rang (4,0 Mtep, soit 12 % des importations françaises). Le Nigeria revient au quatrième rang, avec 4,0 Mtep. La Russie est en sixième position avec 3,1 Mtep (+ 3,1 % par rapport à 2020 mais - 51,5 % par rapport à 2019). Les importations en provenance d’Arabie saoudite, fournisseur historique, diminuent de

nouveau, à 2,7 Mtep, faisant reculer le pays de la troisième à la septième place. Les quantités provenant de Norvège chutent de 26 % en deux ans, à 2,4 Mtep, portant le pays à la neuvième position.

À 22,7 % du total, la part de l’ex-URSS baisse de 3 points en un an, et de 7 points par rapport à 2019. En revanche, celle de l’Afrique du Nord augmente de 8 points (+ 4 points sur deux ans), à 21,5 %, en raison notamment de la hausse des livraisons depuis l’Algérie et la Libye. La part du Moyen-Orient (14,7 %) perd un point sur un an (6 points par rapport à 2019), tandis que celle de l’Afrique subsaharienne reste stable, autour de 16 %.

## 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	2021		
	En %										En %	
<b>Grandes zones</b>												
Moyen-Orient	98,5	71,4	96,6	32,4	32,3	11,4	14,6	12,9	10,4	5,3	5,1	14,7
Afrique du Nord	18,7	13,5	9,7	7,3	6,4	12,4	7,2	10,2	8,6	4,4	7,5	21,5
Afrique subsaharienne	15,3	11,1	11,2	14,1	7,7	8,7	13,7	7,9	8,0	5,9	5,4	15,6
Mer du Nord**	0,2	0,1	4,3	10,7	32,6	10,9	5,8	4,2	3,8	4,4	3,6	10,2
Ex-URSS	3,4	2,5	5,1	6,4	8,2	21,5	16,5	17,2	14,6	8,9	7,9	22,7
Amérique du Nord	-	-	-	2,5	-	-	1,4	1,7	3,8	4,3	4,9	14,1
Autres	1,8	1,3	1,7	1,6	0,3	0,9	0,4	0,3	0,6	0,7	0,4	1,1
<b>Total</b>	<b>137,9</b>	<b>100,0</b>	<b>128,6</b>	<b>75,0</b>	<b>87,6</b>	<b>65,7</b>	<b>59,6</b>	<b>54,4</b>	<b>49,7</b>	<b>33,9</b>	<b>34,7</b>	<b>100,0</b>
dont Opep***	130,5	94,7	114,3	43,9	40,7	28,2	33,9	30,0	25,8	14,3	17,3	49,9
Opep hors Irak	111,5	80,8	91,1	40,8	33,4	25,7	31,2	28,7	23,0	13,3	14,9	42,9
<b>Principaux fournisseurs</b>												
Kazakhstan	-	-	-	-	2,1	7,0	8,0	8,3	6,9	5,5	4,6	13,3
États-Unis	-	-	-	-	-	-	0,1	1,6	3,8	4,3	4,5	13,0
Algérie	11,3	8,2	5,2	3,1	3,5	0,9	4,7	5,2	5,8	3,5	4,0	11,6
Nigeria	12,9	9,3	9,8	3,2	4,9	2,9	6,8	5,9	6,1	3,3	4,0	11,4
Libye	6,6	4,8	4,1	3,0	2,5	10,5	2,1	4,8	2,6	0,9	3,4	9,9
Russie	-	-	-	-	5,1	11,3	4,8	7,8	6,3	3,0	3,1	8,8
Arabie saoudite	30,8	22,4	45,3	15,5	15,6	6,1	10,8	8,1	7,4	4,0	2,7	7,7
Irak	19,1	13,8	23,2	3,1	7,4	2,4	2,8	1,2	2,8	1,0	2,4	7,0
Norvège	0,2	0,1	1,6	6,0	21,6	7,2	4,2	3,4	3,2	3,6	2,4	6,9
Royaume-Uni	-	-	2,7	4,8	10,1	3,4	1,6	0,8	0,6	0,8	1,2	3,4
Angola	-	-	-	2,8	1,9	3,5	4,4	1,1	0,9	1,4	0,4	1,2
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	0,6	1,0	-	-	-	0,3	0,8
Azerbaïdjan	-	-	-	-	0,6	3,2	3,7	1,1	1,4	0,5	0,2	0,6
Brésil	-	-	-	-	0,1	0,7	-	0,1	0,4	0,3	0,1	0,4
Ghana	-	-	-	-	-	-	-	0,4	0,4	0,1	-	-
Iran	11,1	8,0	8,0	9,2	5,3	1,8	-	3,3	-	-	-	-
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 2021 : 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.

Source : SDES, enquête auprès des raffineurs

### Commerce extérieur de produits raffinés

Après une baisse de 4,2 % en 2020, les importations de produits raffinés rebondissent de 5,3 %, à 46,0 Mtep en 2021, et retrouvent un niveau proche de 2019 (+ 0,8 % par rapport à 2019, figure 2.3.1.3).

La production des raffineries, très affectée par la crise sanitaire en 2020, s'est encore repliée en 2021 en raison

d'arrêts des installations, entraînant un recul des exportations de 1,3 %, à 12,6 Mtep (- 27,5 % sur deux ans). 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, pour atteindre un niveau inédit à 33,4 Mtep.

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

Le montant des importations s’élève à 24,2 Md€ en 2021, contre 16,6 Md€<sub>2021</sub> en 2020, et 25,2 Md€<sub>2021</sub> en 2019, tandis que celui des exportations atteint 9,3 Md€ (6,8 Md€<sub>2021</sub> en 2020 et 11,1 Md€<sub>2021</sub> en 2019). Les échanges extérieurs de produits raffinés contribuent à hauteur de 14,9 Md€ au déficit commercial de la France. La facture progresse fortement en 2021 (+ 52,5 %) sous l’effet de la forte élévation des prix (cf. 1.2) et, dans une moindre mesure, du rebond des quantités. Elle a augmenté de 6,2 % par rapport à celle de 2019.

La France achète principalement du gazole et du fioul domestique. Les importations de ces deux produits, déduction faite des volumes exportés, représentent 23,6 Mtep en 2021, pour une dépense nette correspondante de 11,6 Md€. La France est également importatrice nette de kérosène (3,4 Mtep), de gaz de pétrole liquéfié (GPL, 2,6 Mtep) et, depuis 2021, de supercarburants (0,5 Mtep). Elle est aussi devenue, depuis quelques années, exportatrice nette de fioul lourd (la demande intérieure pour ce produit décline régulièrement), permettant ainsi d’alléger sa facture de 0,4 Md€. En 2021 comme en 2020, la France est importatrice nette de produits non énergétiques, principalement du naphtha (3,3 Mtep), à destination de l’industrie pétrochimique.

La reprise s’est faite à un rythme différent selon les produits : les importations de l’ensemble gazole et fioul domestique, peu affectées par la crise de 2020, ont peu progressé (+ 0,7 %, + 1,3 % par rapport à 2019). Avec la reprise du trafic aérien, celles de carburéacteurs ont augmenté de 23,8 %, sans retrouver entièrement toutefois leur niveau de 2019 (- 17,1 % en deux ans). Les achats de supercarburants ont fortement progressé (+ 86,5 %, et + 70,0 % depuis 2019) pour faire face au rebond de la demande, en compensation de la production des raffineries en baisse (cf. 3.1). C’est également le cas pour le naphtha, dont les achats ont diminué (- 5,1 %) mais sont restés élevés en comparaison avec ceux de 2019 (+ 45,4 %). Enfin, les importations de GPL ont bondi de 7,6 % mais diminuent légèrement par rapport à 2019 (- 2,4 %).

Les exportations, qui avaient chuté en 2020, se replient encore légèrement (- 1,3 %, - 27,5 % depuis 2019). En particulier, les ventes de supercarburants ont encore reculé (- 4,3 %, - 20,1 % sur deux ans). Celles de fioul lourd ont progressé légèrement (+ 3,4 %), restant très en deçà de celles de 2019 (- 29,5 %), tandis que celles de GPL ont crû modérément (+ 5,0 %, + 1,9 % en deux ans).

Figure 2.3.1.3 : solde importateur des produits raffinés

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En Mtep	En M€ <sub>2021</sub>								
<b>Importations</b>	<b>41,8</b>	<b>20 287</b>	<b>42,8</b>	<b>24 581</b>	<b>45,6</b>	<b>25 197</b>	<b>43,7</b>	<b>16 611</b>	<b>46,0</b>	<b>24 239</b>
Gazole/Fioul domestique	22,3	10 877	22,8	13 356	24,8	14 090	24,9	9 253	25,1	12 556
Supercarburants*	1,6	892	1,5	898	1,6	939	1,4	586	2,7	1 579
Jet kérosène	4,5	2 199	5,9	3 547	6,2	3 591	4,1	1 464	5,1	2 651
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	3,6	1 324	3,5	1 329	3,7	1 210	3,3	965	3,6	1 606
Fioul lourd	3,4	1 333	3,3	1 472	2,8	1 242	1,9	661	1,5	670
Produits non énergétiques**	5,0	2 750	4,5	2 873	5,3	3 021	6,7	2 756	6,7	4 104
Autres***	1,4	913	1,4	1 107	1,4	1 105	1,1	925	1,4	1 074
<b>Exportations</b>	<b>20,5</b>	<b>11 850</b>	<b>20,2</b>	<b>13 164</b>	<b>17,4</b>	<b>11 121</b>	<b>12,8</b>	<b>6 809</b>	<b>12,6</b>	<b>9 292</b>
Gazole/Fioul domestique	2,6	1 221	2,2	1 258	2,6	1 373	1,5	675	1,5	998
Supercarburants*	4,6	2 281	3,3	1 851	2,8	1 448	2,3	713	2,2	1 183
Jet kérosène	1,2	578	2,0	1 168	1,8	980	1,5	495	1,7	870
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1,3	596	1,2	573	1,0	433,5	1,0	342,7	1,0	528
Fioul lourd	4,6	1 404	4,7	1 847	3,7	1 419	2,5	650	2,6	1 056
Produits non énergétiques**	5,2	3 498	5,9	4 120	4,6	3 225	2,9	1 998	2,5	2 545
Autres***	1,0	2 273	1,0	2 347	1,0	2 243	1,1	1 935	1,0	2 112
<b>Solde importateur</b>	<b>21,3</b>	<b>8 437</b>	<b>22,6</b>	<b>11 416</b>	<b>28,2</b>	<b>14 076</b>	<b>30,9</b>	<b>9 802</b>	<b>33,4</b>	<b>14 947</b>
Gazole/Fioul domestique	19,7	9 655	20,6	12 097	22,2	12 718	23,4	8 578	23,6	11 558
Supercarburants*	- 3,0	- 1 389	- 1,9	- 953	- 1,2	- 509	- 0,9	- 126	0,5	396
Jet kérosène	3,3	1 621	3,9	2 378	4,4	2 611	2,6	969	3,4	1 781
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	2,3	727	2,3	756	2,7	777	2,4	622	2,6	1 078
Fioul lourd	- 1,1	- 70	- 1,4	- 375	- 0,9	- 178	- 0,6	11	- 1,1	- 386
Produits non énergétiques**	- 0,2	- 748	- 1,4	- 1 247	0,7	- 204	3,9	758	4,1	1 559
Autres***	0,4	- 1 360	0,4	- 1 240	0,4	- 1 138	0,1	- 1 010	0,4	- 1 038

\* 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 : SDES, Bilan de l’énergie, d’après DGDDI

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

Mesurées en Mtep, les importations en produits raffinés de la France proviennent pour 42 % d’Europe (hors Russie) et pour 19 % de Russie (*figure 2.3.1.4*). La part de marché de cette dernière progresse de 2 points par rapport à 2020 et de 6 points par rapport à 2019. Celle de l’Arabie saoudite est stable, à 9 %, après une baisse de 3 points en 2020, tandis que les États-Unis représentent 6 % (contre 8 % en 2018 et 2019).

Le gazole et le fioul domestique proviennent pour 39 % d’Europe (- 5 points par rapport à 2020, et - 1 point par rapport à 2019, à 9,7 Mtep), pour 31 % de Russie (+ 6 points, + 14 points en deux ans) et pour 21 % du Moyen-Orient (+ 4 points, après - 4 points en 2020). 4 % proviennent d’Inde (+ 2 points, après - 4 points), tandis que la part des États-Unis a diminué à 3 % (0,6 Mtep), contre 1,9 Mtep en 2020 et 1,8 Mtep en 2019 (respectivement 8 % et 7 %).

Depuis plusieurs années, le kérosène est acheminé en grande partie depuis le Moyen-Orient, avec 42 % des importations en 2021 (2,1 Mtep, - 7 points par rapport à 2020, - 14 points par rapport à 2019). 13 % proviennent de Corée du Sud, et 11 % d’Inde. Comme en 2019 et 2020, le GPL est, quant à lui, importé principalement d’Algérie (32 %), des États-Unis (23 %, soit 4 points de part de marché en moins en 2021, après + 4 points en 2020), et du Royaume-Uni (21 %, + 11 points). La Norvège, qui fournissait plus de 0,4 Mtep depuis plusieurs années, représentant autour de 13 % de part de marché, perd 7 points en un an, et 4 points en deux ans, à 9 % (0,3 Mtep).

L’essentiel des supercarburants importés provient d’Europe (88 %).

Enfin, le naphtha est d’abord acheminé depuis l’Europe (48 % du total, à 2,1 Mtep), d’Algérie (21 %, à 0,9 Mtep), puis de Russie (14 %, à 0,6 Mtep, soit 0,4 Mtep et 8 points de plus qu’en 2019).

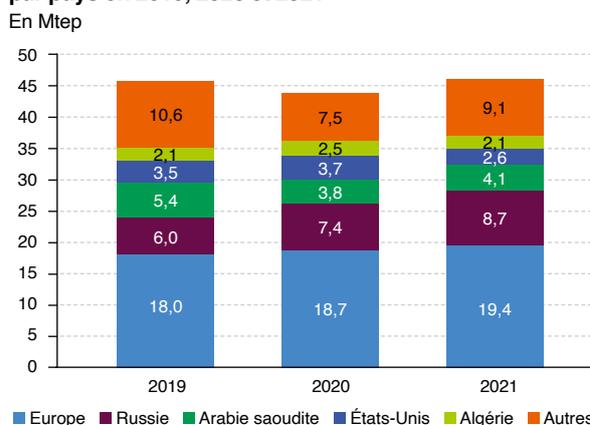
Près de 63 % des exportations françaises de produits raffinés sont à destination de l’Europe en 2021 (7,9 Mtep), contre 70 % en 2020 et 72 % en 2019. Les produits acheminés vers les États-Unis représentent 10 % du total, soit 3 points de plus qu’en 2020 et 2019.

Avec 0,8 Mtep, les États-Unis concentrent 37 % des quantités de supercarburants exportées en 2021. La part des supercarburants à destination de l’Europe chute, passant de 20 % à 7 %. Celle en direction du Nigeria revient quasiment à son niveau de 2019, à 9 %.

Enfin, comme les années précédentes, le fioul lourd est

acheminé pour l’essentiel dans l’Union européenne (80 %, contre 81 % en 2020 et 78 % en 2019).

**Figure 2.3.1.4 : importations de produits pétroliers raffinés par pays en 2019, 2020 et 2021**



■ Europe ■ Russie ■ Arabie saoudite ■ États-Unis ■ Algérie ■ Autres

Source : SDES, Bilan de l’énergie, d’après DGDDI

### Stocks pétroliers

Entre fin 2020 et fin 2021, les stocks français de pétrole brut et d’autres intrants du raffinage diminuent de 0,2 Mtep, pour s’établir à 6,9 Mtep en fin d’année (6,1 Mtep de pétrole brut et 0,8 Mtep de charges de raffinage). Ils atteignent leur plus bas niveau depuis 1992. Les stocks de produits raffinés sont également en nette baisse en 2021, à 13,2 Mtep (- 5,6 %).

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 importations, hors transit via gazoduc, de gaz naturel sur le territoire s’élèvent à 522 TWh PCS et sont stables en 2021 (*figure 2.3.2.1*). La hausse des prix (*cf. 1.3.1*) entraîne une très forte augmentation du coût des importations, qui s’établit à 15,0 Md€ en 2021 (+ 142,8 % en euros constants par rapport à 2020).

## partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

En 2021, les importations par gazoduc progressent de 4,0 %, à 337 TWh. Elles sont réalisées aux points d'interconnexion du réseau (PIR) de gazoducs de France métropolitaine avec les réseaux étrangers : Dunkerque (54 % des entrées brutes), Obergailbach (19 %), Taisnières (L) (12 %), Taisnières (H) (11 %), Pirineos (2 %) et autres (2 %). Les importations de GNL se replient de 6 % et s'élèvent à 185 TWh en 2021. Le GNL regazéifié représente 35 % des entrées de gaz naturel, en recul de 2 points par rapport à l'année précédente. Le terminal méthanier de Fos-sur-Mer réceptionne 40 % des importations de GNL, le terminal de Montoir-de-Bretagne en reçoit 31 % et celui de Dunkerque 29 %. 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 avec les réseaux des pays voisins, principalement suisse (PIR Oltingue et Jura), espagnol (PIR Pirineos) et belge (PIR Alveringem). Les exportations diminuent d'un tiers par rapport à l'année précédente (- 33,9 % en 2021), en restant toutefois supérieures à leur niveau de 2017 et 2018. Ce sont ainsi 62 TWh de gaz qui ont été réexportés en 2021, hors transit, pour une recette correspondante s'élevant à 1,5 Md€.

Le solde importateur de la France en gaz naturel, net des exportations, augmente de 7,6 % en 2021, pour atteindre 460 TWh. En raison de la hausse des prix du gaz en fin d'année, la facture correspondante progresse fortement, de 160,0 %, pour s'établir à 13,5 Md€ en 2021.

Figure 2.3.2.1 : solde importateur de gaz naturel

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh PCS*	En M€ <sub>2021</sub>								
<b>Importations</b>	<b>533,0</b>	<b>9 916</b>	<b>540,0</b>	<b>12 132</b>	<b>612,2</b>	<b>10 816</b>	<b>521,0</b>	<b>6 174</b>	<b>521,8</b>	<b>14 990</b>
Selon la forme de gaz										
Gaz sous forme gazeuse	426,4	8 054	418,7	9 675	376,5	6 824	324,2	3 781	337,2	10 093
GNL** regazéifié	106,6	1 862	119,9	2 457	233,6	3 992	194,8	2 369	182,4	4 842
GNL** porté	n.d.	n.d.	1,4	n.d.	2,1	n.d.	2,0	25	2,1	55
Selon le type de contrat										
Court terme	105,1	n.d.	163,5	n.d.	182,8	n.d.	149,6	n.d.	131,5	n.d.
Moyen et long terme	427,9	n.d.	376,6	n.d.	429,4	n.d.	371,4	n.d.	390,2	n.d.
<b>Exportations</b>	<b>45,4</b>	<b>842</b>	<b>41,6</b>	<b>902</b>	<b>105,4</b>	<b>1 874</b>	<b>93,9</b>	<b>986</b>	<b>62,0</b>	<b>1 500</b>
<b>Solde échanges extérieurs</b>	<b>487,6</b>	<b>9 074</b>	<b>498,4</b>	<b>11 230</b>	<b>506,8</b>	<b>8 942</b>	<b>427,1</b>	<b>5 188</b>	<b>459,7</b>	<b>13 489</b>

\* 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 n'incluent pas le gaz transitant sur le territoire national. Le transit de gaz gazeux déclaré par les fournisseurs a été exclu conformément aux conventions internationales pour les données annuelles ; les importations et exportations ont été révisées à la baisse ; le solde est inchangé. Par ailleurs, les importations de GNL diffèrent des injections dans le réseau de GNL regazéifié, l'écart correspondant à la variation des stocks des terminaux méthaniers (- 0,2 TWh en 2021).

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après GRTgaz, Teréga, les fournisseurs de gaz, DGDDI

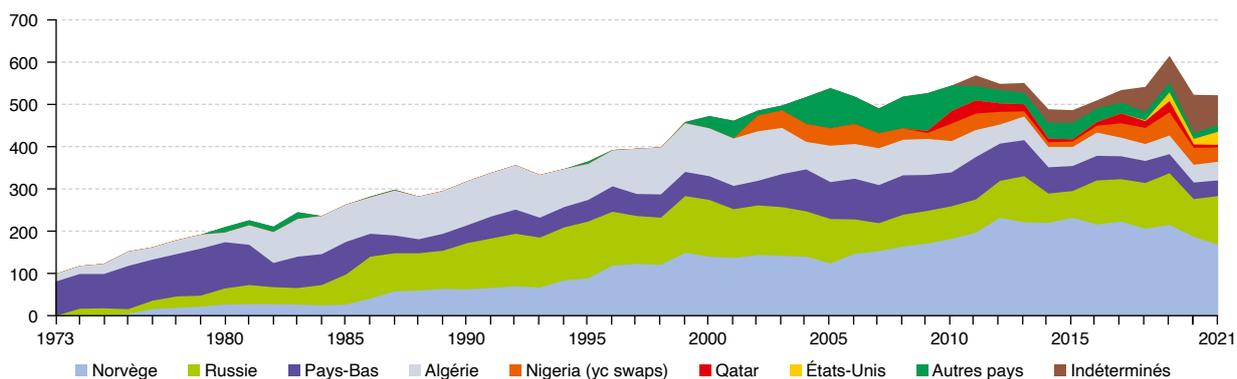
La Norvège demeure le principal fournisseur de la France en 2021 (32 % du total des importations) et reste loin devant la Russie (22 %), l'Algérie (8 %), les Pays-Bas (7 %), le Nigeria (7 %), les États-Unis (6 %), le Qatar (1 %) et les autres pays européens (3 %). Sur les dernières années, la France a ainsi diversifié ses approvisionnements, notamment grâce à l'importation de GNL (figure 2.3.2.2). Pour 13,5 % des entrées brutes, correspondant essentiellement à du gaz vendu sur les marchés, l'origine du gaz est indéterminée. La légère augmentation des importations françaises de gaz naturel en 2021 est portée par la Russie (+ 30 %, + 5,1 points sur

l'évolution du solde global), les États-Unis (+ 136 %, + 3,4 points) et l'Algérie (+ 5 %, + 0,4 point). À l'inverse, la contribution est négative pour la Norvège (- 10 %, - 3,5 points sur l'évolution du solde global), le Nigeria (- 13 %, - 1,0 point), le Qatar (- 30 %, - 0,5 point) et les Pays-Bas (- 4 %, - 0,3 point). Les achats auprès d'autres pays augmentent (+ 16 %, + 0,4 point sur l'évolution du solde global), alors que la part 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) diminue de 22,3 % (- 3,9 points sur l'évolution du solde global).

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

**Figure 2.3.2.2 : origine des importations de gaz naturel**

En TWh PCS\*



\* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

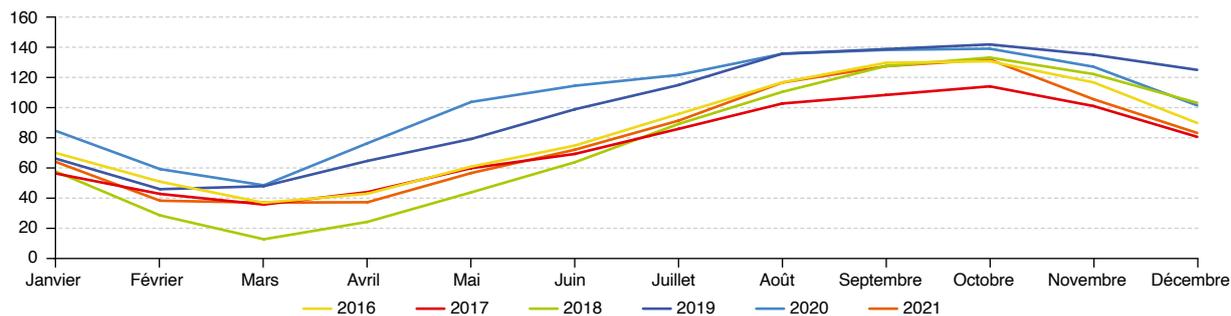
Source : SDES, Bilan de l'énergie, enquête mensuelle sur la statistique gazière

Si l’approvisionnement français en gaz naturel est assuré, pour l’essentiel, par les importations, la gestion des stocks permet d’ajuster l’offre à la demande intérieure. Celle-ci varie fortement en cours d’année avec les besoins en chauffage (figure 2.3.2.3). En général, les stocks sont sollicités de novembre à mars, période communément appelée « hiver

gazier », avant d’être progressivement reconstitués d’avril à octobre. Les stocks utiles s’élèvent à 83 TWh fin 2021, en baisse de 18,3 TWh par rapport à la fin 2020. 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**

En TWh PCS\*



\* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, enquête mensuelle sur la statistique gazière

**Figure 2.3.2.4 : variations de stocks de gaz naturel**

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh PCS*	En M€ <sub>2021</sub>								
Variations de stocks	9,6	186,0	- 22,5	- 522,3	- 21,8	- 395,2	23,6	275,4	18,3	545,4

\* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Note : les variations de stocks sont comptées positivement en cas de déstockage, négativement en cas de stockage. La dépense associée correspond à la valorisation de la quantité physique de variation des stocks (18,3 TWh entre fin décembre 2020 et fin décembre 2021) avec un prix dérivé des importations de GNL.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, 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 9,4 millions de tonnes (Mt), soit 60,2 TWh, en 2021 (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, qui, malgré un rebond en 2021, sont de moins en moins sollicitées pour répondre aux enjeux de décarbonation de la production électrique.

La France importe par ailleurs de faibles volumes de charbon dérivé. 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. Alors qu’elles étaient de l’ordre de 5 TWh/an sur les dernières années, les importations de coke ont particulièrement augmenté en 2021 (11,9 TWh)

afin de compenser la chute de production de coke due à la fermeture ou l’indisponibilité de fours à coke dans les usines sidérurgiques (cf. 3.3).

Tous produits confondus, les importations de charbon, nettes des (faibles) volumes exportés, s’élèvent à 72,1 TWh en 2021. Elles augmentent de 22 % par rapport à 2020, avec la reprise de l’activité économique, sans toutefois retrouver leur niveau de 2019 (- 15 % en deux ans). Elles atteignent ainsi en 2021 leur deuxième plus bas niveau depuis plusieurs décennies, après 2020.

En conséquence, la facture charbonnière de la France repart à la hausse, à 1,4 Md€. Elle progresse ainsi de 62 % en un an du fait du rebond des quantités mais aussi des prix (cf. 1.4). En comparaison avec 2019, elle diminue de 19 %. Si le charbon dérivé ne représente que 16 % des quantités importées, il pèse davantage dans la facture correspondante (31 %) en raison de prix bien plus élevés que ceux du charbon primaire.

Figure 2.3.3.1 : solde importateur de produits charbonniers

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>
<b>Importations</b>	<b>117,4</b>	<b>2 197</b>	<b>107,5</b>	<b>2 020</b>	<b>84,8</b>	<b>1 705</b>	<b>59,3</b>	<b>851</b>	<b>72,1</b>	<b>1 378</b>
Charbon primaire	113,1	2 043	102,4	1 814	79,6	1 488	55,4	729	60,2	945
Charbon dérivé	4,3	154	5,0	206	5,2	217	4,0	123	11,9	433
<b>Exportations</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>0,4</b>	<b>16</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>0,1</b>	<b>2</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>
Charbon dérivé	0,0	1	0,4	16	0,0	1	0,1	2	0,0	1
<b>Solde importateur</b>	<b>117,4</b>	<b>2 196</b>	<b>107,1</b>	<b>2 004</b>	<b>84,7</b>	<b>1 705</b>	<b>59,2</b>	<b>849</b>	<b>72,1</b>	<b>1 378</b>
Charbon primaire	113,1	2 043	102,4	1 814	79,6	1 488	55,4	729	60,2	945
Charbon dérivé	4,3	153	4,6	191	5,2	217	3,9	120	11,9	432

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

Source : SDES, Bilan de l’énergie

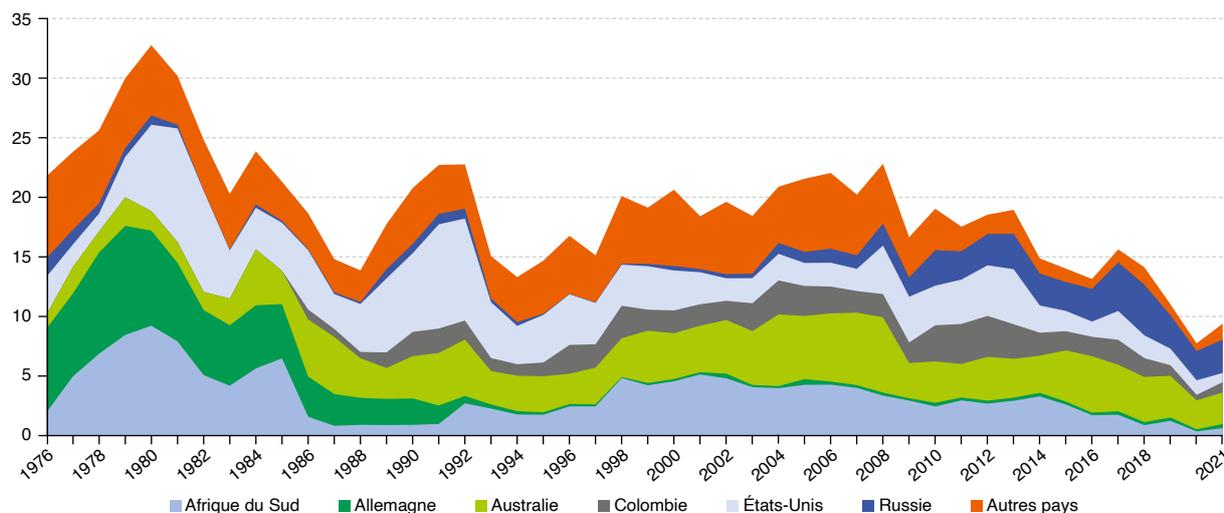
Les cinq principaux fournisseurs de charbon de la France demeurent les mêmes depuis plusieurs années (figure 2.3.3.2). La Russie et l’Australie restent en tête, avec chacune plus de 21 TWh (2,5 Mt), et, ensemble, représentent 59 % des importations totales. En raison de la forte hausse des importations de coke, la Pologne, au huitième rang en 2019

et 2020, se hisse en troisième position, avec 6,3 TWh (9 % du total). Elle est suivie par la Colombie et les États-Unis, avec une quantité similaire. Les livraisons provenant de ce dernier pays ont chuté de 37 % en un an et de 45 % depuis 2019. L’Afrique du Sud passe de la cinquième à la sixième position, à 4,2 TWh, soit 6 % et - 51 % en deux ans.

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

**Figure 2.3.3.2 : origine des importations de charbon**

En millions de tonnes



Notes : l'Allemagne comprend l'ex-RDA depuis 1991.

À partir de 2011, il s'agit des importations nettes des réexportations pour le charbon primaire.

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 : SDES, Bilan de l'énergie

Fin 2021, les opérateurs ont globalement déstocké des produits charbonniers, à hauteur de 7,9 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 électriques ayant augmenté, notamment en raison du contexte économique (cf. 4.4), l'autonomie correspondant à leurs stocks chute par rapport à fin décembre 2020 (5 mois au rythme actuel annualisé de la consommation, soit 10 mois de moins qu'en 2020 et 2019).

**Figure 2.3.3.3 : variations de stocks de produits charbonniers**

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>
<b>Variations de stocks</b>	<b>- 2,2</b>	<b>- 111</b>	<b>- 1,1</b>	<b>- 19</b>	<b>0,4</b>	<b>- 10</b>	<b>2,3</b>	<b>23</b>	<b>7,9</b>	<b>104</b>
Charbon primaire	- 0,5	- 45	- 1,4	- 31	0,7	2	2,4	31	7,8	100
Charbon dérivé	- 1,7	- 66	0,3	13	- 0,3	- 12	- 0,2	- 7	0,1	4

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.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

### 2.3.4 BOIS-ÉNERGIE

Auparavant exportatrice nette de bois-énergie, la France enregistre depuis quelques années un déficit commercial pour ce combustible. Ainsi, en 2021, les achats français, nets des quantités exportées, s’élèvent à 1,7 TWh, pour une facture correspondante de 103 M€ (*figure 2.3.4.1*).

En 2021, le solde monétaire du commerce extérieur se dégrade (+ 44 %), les importations augmentant quatre fois plus que les exportations en valeur (en euros 2021). 95 % de l’augmentation des importations est due aux granulés. Cette forte croissance des importations affecte d’autant plus le solde monétaire que les prix à l’importation sont constamment supérieurs aux prix à l’exportation (*cf. 1.5*).

**Figure 2.3.4.1 : échanges extérieurs de bois-énergie**

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>								
Importations	2,3	83	2,5	106	2,7	129	2,7	113	3,9	155
Exportations	2,5	71	2,7	76	2,3	56	1,9	41	2,1	52
Solde importateur	- 0,2	12	- 0,2	30	0,5	73	0,7	72	1,7	103

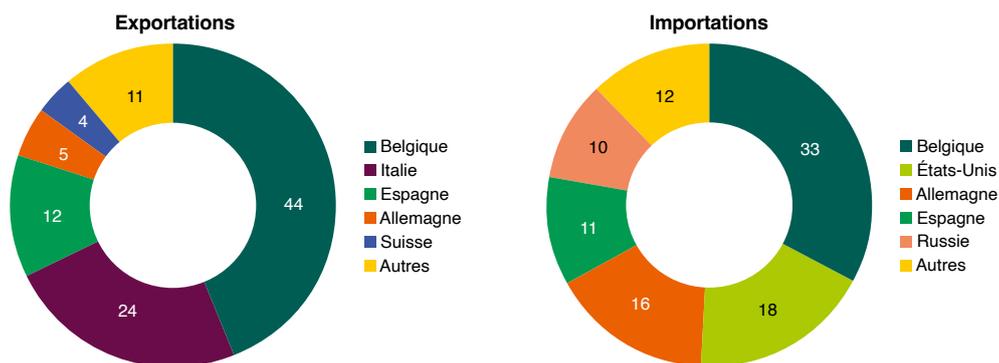
Source : SDES, Bilan de l’énergie, d’après DGDDI

Les pays frontaliers concentrent la plupart du commerce extérieur de bois-énergie (*figure 2.3.4.2*), en particulier la Belgique qui, en 2021, totalise 33 % des importations et 44 % des exportations de bois-énergie, ainsi que l’Allemagne (16 % des importations) et l’Italie (24 % des exportations). Les

importations en provenance des États-Unis, marginales jusqu’en 2020, atteignent la deuxième place grâce au développement du commerce de granulés (18 % des importations).

**Figure 2.3.4.2 : échanges extérieurs de bois-énergie par pays en 2021**

En % des quantités échangées



Source : SDES, Bilan de l’énergie, d’après DGDDI

### 2.3.5 BIOCARBURANTS

La France est importatrice nette de biocarburants destinés à être incorporés au gazole (biodiesel) ou à l’essence (bioéthanol). Les achats français de biocarburants, nets des volumes exportés, augmentent fortement en 2021, pour s’élever à 14 TWh (soit 38 % des biocarburants consommés en France). Ce déficit des échanges extérieurs est très majoritairement imputable au biodiesel.

La facture correspondante est multipliée par 3,3 et atteint 1,2 Md€ (figure 2.3.5.1). Après une baisse en 2020, la facture dépasse son niveau d’avant la crise sanitaire, poussée à la hausse par des prix à l’importation en augmentation (cf. 1.6).

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, 24 % des volumes de biodiesel (y compris huiles végétales hydro-traitées gazole, HVHTG) et 58 % des volumes de biocarburants essence (y compris huiles végétales hydro-traitées essence, HVHTE) consommés en France sont d’origine nationale en 2021. Cette part est restée stable pour le biodiesel mais a légèrement diminué pour la bioessence.

Figure 2.3.5.1 : échanges extérieurs de biocarburants

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>								
<b>Importations</b>	<b>16,2</b>	<b>1 280</b>	<b>16,5</b>	<b>1 402</b>	<b>19,2</b>	<b>1 488</b>	<b>14,0</b>	<b>959</b>	<b>20,6</b>	<b>2 073</b>
Bioéthanol	0,8	73	1,0	91	1,8	157	1,8	123	2,7	238
Biodiesel	15,4	1 206	15,5	1 311	17,4	1 331	12,1	836	17,9	1 834
<b>Exportations</b>	<b>4,9</b>	<b>452</b>	<b>8,2</b>	<b>703</b>	<b>8,0</b>	<b>689</b>	<b>7,1</b>	<b>592</b>	<b>6,4</b>	<b>856</b>
Bioéthanol	1,5	127	1,9	171	1,5	136	1,6	101	0,9	166
Biodiesel	3,4	326	6,2	531	6,5	553	5,6	491	5,5	690
<b>Solde importateur</b>	<b>11,3</b>	<b>828</b>	<b>8,4</b>	<b>699</b>	<b>11,1</b>	<b>799</b>	<b>6,8</b>	<b>367</b>	<b>14,2</b>	<b>1 217</b>
Bioéthanol	- 0,7	- 53	- 0,9	- 80	0,3	21	0,3	22	1,8	72
Biodiesel	11,9	881	9,3	779	10,9	777	6,6	346	12,4	1 145

Note : jusqu’en 2018, s’agissant du bioéthanol incorporé « pur » (qui compte pour 67 % de la consommation de bioéthanol, le reste étant incorporé sous forme d’éther éthyle tertiobutyle - ETBE), seul le solde des échanges extérieurs est connu. Les importations de bioéthanol incorporé « pur » sont donc supposées nulles. À partir de 2019, le commerce extérieur de bioéthanol incorporé « pur » est estimé à partir des déclarations de durabilité. À noter également que le commerce extérieur de biocarburants issus d’huiles végétales hydro-traitées (HVHTG et HVHTE) n’est pas isolable dans les données douanières et n’est donc pas pris en compte dans ce tableau.

Source : SDES, Bilan de l’énergie, d’après DGDDI et DGEC

Les pays frontaliers concentrent la plupart du commerce extérieur de biocarburants. Ainsi, les Pays-Bas fournissent 99 % des importations françaises d’éther éthyle tertiobutyle (ETBE) en volume, tandis que les exportations françaises d’ETBE sont principalement à destination des Pays-Bas (72 %) et, dans une moindre mesure, de l’Italie (11 %) et de l’Espagne (9 %).

S’agissant du biodiesel (esters méthyliques d’acides gras, EMAG), les importations françaises en volume proviennent en 2021 essentiellement de Belgique (41 %), des Pays-Bas (31 %) et d’Espagne (22 %). Quant aux exportations, elles sont majoritairement dirigées vers la Belgique (48 %), les Pays-Bas (18 %) et l’Espagne (18 %).

## 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 2021, la France a importé 24 TWh et a exporté 69 TWh, et dégage donc un solde exportateur d'électricité de 45 TWh. Cet excédent est stable en 2021 (-0,3 %). Le solde exportateur vis-à-vis de la Grande-Bretagne augmente de 52 %, ce qui contribue à hauteur de 11,4 points

à l'évolution du solde global (*figure 2.3.6.2*). Le solde exportateur d'électricité augmente également aux interconnexions frontalières avec l'Italie (+ 10 %, + 2,9 points sur l'évolution du solde global), la Suisse (+ 20 %, + 2,2 points), l'Espagne (+ 8 %, + 0,9 point) et l'Andorre (+ 13 %, + 0,1 point). À l'inverse, il recule avec l'Allemagne (- 45 %, - 10,3 points sur l'évolution du solde global), la Belgique (- 422 %, - 7,5 points) et le Luxembourg (- 1 %, - 0,0 point).

Les recettes tirées des exportations d'électricité s'élèvent en 2021 à 6,2 Md€. Déduction faite des dépenses d'importation (3,5 Md€), le solde net s'établit à 2,7 Md€ et augmente de 126 % par rapport à l'année précédente en euros constants. Cette hausse s'explique par la forte hausse des prix à l'exportation (*cf. 1.7.1*).

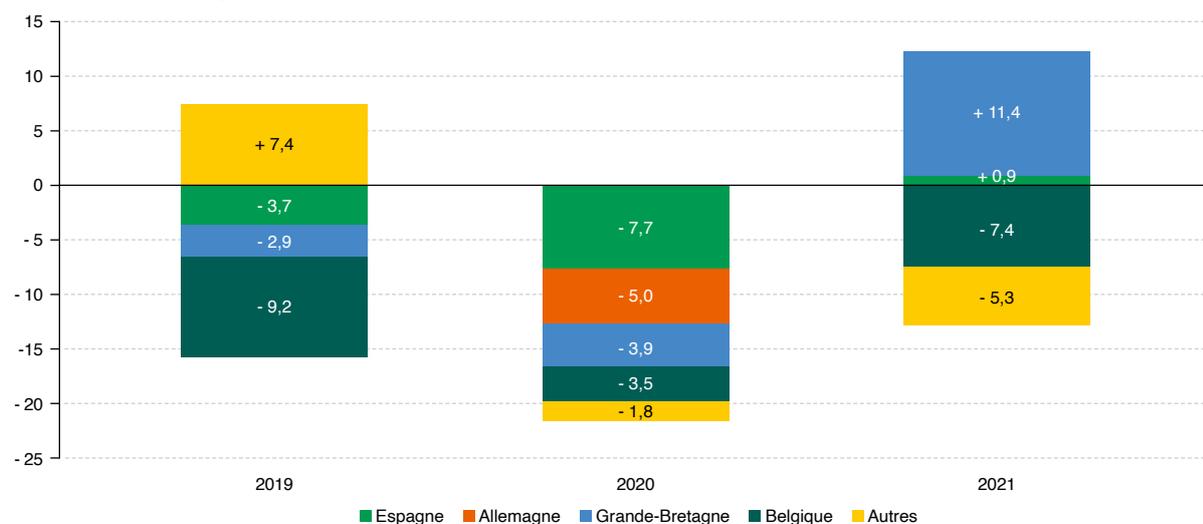
Figure 2.3.6.1 : échanges extérieurs d'électricité

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>								
Importations	21	1 280	14	844	16	763	20	782	24	3 494
Exportations	61	2 672	76	3 844	73	2 864	65	1 966	69	6 172
Solde exportateur	40	1 392	63	3 000	58	2 101	45	1 185	45	2 678

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après RTE, CRE, DGDDI

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

En points de pourcentage



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après RTE, CRE