



RÉPUBLIQUE  
FRANÇAISE

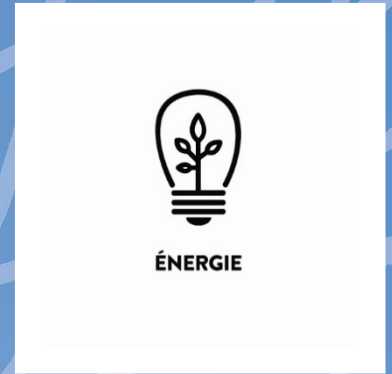
*Liberté  
Égalité  
Fraternité*

**SDES**

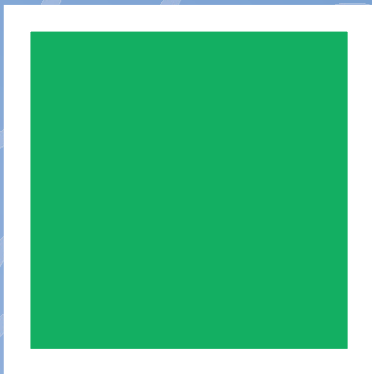
Statistique publique  
de l'énergie, des transports,  
du logement et de l'environnement

D

A



ÉNERGIE



T

A

L

A

B

# Bilan énergétique de la France pour 2024

MARS 2026

# Bilan énergétique de la France pour 2024

## coordinateurs

Malo **Herry**  
Christophe **Meilhac**  
Bérengère **Mesqui**  
Pierre **Tanneau**

## rédacteurs

Alexandru Andreï, Marianne Fontvieille,  
Kenza Chorfi, César Got, Malo Herry,  
Étienne Jezioro, Yvain Journé,  
Titouan Laurent, Jean Lauverjat,  
Thierry Mathé, Christophe Meilhac,  
Bérengère Mesqui, Évelyne Misak,  
Pierre Tanneau, Simon Wellenreiter

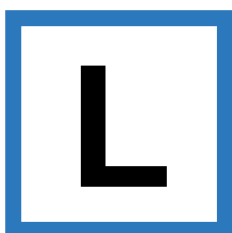
Document édité par :  
**Le service des données et études statistiques (SDES)**

**Directrice de publication :** Bérengère Mesqui  
**Coordination éditoriale :** Amélie Glorieux-Fréminet

**Infographie :** Bertrand Gaillet  
**Mise en forme :** Laurianne Courtier

*Chiffres arrêtés au 29 janvier 2026.  
L'arrondi de la somme n'est pas toujours égal à la somme des arrondis.*

## **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. Un document détaillant la méthodologie d’élaboration du bilan de l’énergie ainsi que les données en séries longues accompagnent la publication sur le site internet du SDES.

**– Bérengère Mesqui**

CHEFFE DU SERVICE DES DONNÉES ET ÉTUDES STATISTIQUES (SDES) PAR INTÉRIM

# **sommaire**

■ <b>Synthèse et données clés</b>	<b>7</b>
■ <b>Partie 1</b>	
<b>Les prix de l'énergie</b>	<b>13</b>
<b>1.1. En 2024, les prix de l'énergie baissent sauf pour les ménages</b>	<b>14</b>
1.1.1 Prix finaux de l'énergie	14
1.1.2 Prix de l'énergie payés par les ménages	15
<b>1.2 Les prix des produits pétroliers diminuent</b>	<b>16</b>
1.2.1 Prix du pétrole brut	16
1.2.2 Prix des produits pétroliers raffinés	17
1.2.3 Les prix à la consommation baissent mais reste élevés	18
<b>1.3 Le prix de gros du gaz naturel diminuent en 2024 mais se maintiennent à un niveau élevé</b>	<b>21</b>
1.3.1 Prix de gros du gaz naturel	21
1.3.2 Prix à la consommation du gaz naturel	23
<b>1.4 Les prix du charbon à l'importation et à la consommation continuent de diminuer mais restent élevés</b>	<b>26</b>
1.4.1 Prix de gros du charbon	26
1.4.2 Prix du charbon pour les consommateurs	27
<b>1.5 Le prix du bois diminue mais reste élevé en 2024</b>	<b>28</b>
1.5.1 Prix des importations et exportations	28
1.5.2 Prix pour le résidentiel	28
1.5.3 Prix pour les professionnels	29
<b>1.6 Baisse générale des prix des biocarburants en 2024</b>	<b>31</b>
<b>1.7 En 2024, la baisse des prix de gros de l'électricité se répercute dans tous les secteurs de consommation finale sauf le résidentiel</b>	<b>35</b>
1.7.1 Prix de gros de l'électricité	35
1.7.2 Prix à la consommation de l'électricité	37
<b>1.8. Le prix de la chaleur baisse dans l'industrie et se stabilise dans les autres secteurs</b>	<b>40</b>
■ <b>Partie 2</b>	
<b>L'approvisionnement énergétique</b>	<b>41</b>
<b>2.1 Le taux d'indépendance énergétique atteint un record en raison du rebond de la production primaire</b>	<b>42</b>
<b>2.2 La production primaire augmente nettement en 2024</b>	<b>48</b>
2.2.1 Combustibles fossiles	48
2.2.2 Nucléaire	49
2.2.3 Énergies renouvelables et valorisation des déchets	50
<b>2.3 La facture énergétique continue de diminuer en 2024 et est plus de deux fois inférieure à son niveau de 2022</b>	<b>55</b>
2.3.1 Pétrole brut et raffiné	55
2.3.2 Gaz naturel	59
2.3.3 Charbon	61
2.3.4 Bois-énergie	64
2.3.5 Biocarburants	66
2.3.6 Électricité	67

## ■ Partie 3

### **Transformation, transport et distribution d'énergie** **69**

<b>3.1 L'activité du raffinage est stable en 2024</b> .....	<b>70</b>
<b>3.2 Hausse modérée du coût d'acheminement du gaz</b> .....	<b>72</b>
3.2.1 Injections de biométhane .....	72
3.2.2 Transport, distribution et stockage de gaz naturel .....	72
<b>3.3 La transformation de charbon : légère reprise de l'activité de la filière fonte</b> .....	<b>76</b>
<b>3.4 La production d'électricité dépasse légèrement son niveau d'avant les crises sanitaire et énergétique</b> .....	<b>78</b>
3.4.1 Production nette d'électricité .....	78
3.4.2 Transport et distribution d'électricité .....	85
<b>3.5 Production de chaleur commercialisée : un poids croissant des réseaux de chaleur</b> .....	<b>86</b>
3.5.1 Réseaux de chaleur .....	86
3.5.2 Chaleur cogénérée vendue hors des réseaux de chaleur .....	88
Focus sur l'hydrogène .....	90

## ■ Partie 4

### **La consommation d'énergie par forme d'énergie** **95**

<b>4.1 La consommation finale diminue mais la dépense se maintient à un niveau élevé dans un contexte de hausse des prix de l'énergie</b> .....	<b>96</b>
<b>4.2 Produits pétroliers et biocarburants : incorporés : consommation stable et dépense en baisse</b> .....	<b>101</b>
4.2.1 Consommation et dépense totales par produit .....	101
4.2.2 Consommation totale par secteur .....	102
4.2.3 Production d'électricité et de chaleur .....	103
4.2.4 Consommation finale à usage énergétique .....	104
4.2.5 Consommation finale à usage non énergétique .....	105
4.2.6 Dépense totale par composante .....	106
<b>4.3 Gaz naturel : la branche énergie tire la consommation à la baisse</b> .....	<b>107</b>
4.3.1 Consommation et dépense totales .....	107
4.3.2 Branche énergie .....	108
4.3.3 Consommation finale à usage énergétique .....	109
4.3.4 Consommation finale à usage non énergétique .....	110
<b>4.4 La consommation de charbon est historiquement faible et la dépense associée chute nettement</b> .....	<b>111</b>
<b>4.5 La consommation d'énergies renouvelables et de déchets continue d'augmenter en 2024</b> .....	<b>114</b>
4.5.1 Consommation totale .....	114
4.5.2 Bois-énergie .....	116
4.5.3 Biocarburants .....	116
<b>4.6 Électricité : la consommation stagne, la dépense recule</b> .....	<b>118</b>
4.6.1 Consommation et dépense totales .....	118
4.6.2 Consommation et dépense de la branche énergie .....	119
4.6.3 Consommation finale et dépense associée .....	119
<b>4.7 La consommation de chaleur commercialisée continue de diminuer</b> .....	<b>121</b>

■ <b>Partie 5</b>	
<b>La consommation d'énergie par secteur ou usage</b>	<b>123</b>
5.1 Une dépense en forte baisse malgré une stagnation de la consommation finale .....	124
5.2 Augmentation de la dépense d'énergie des ménages malgré une consommation stable .....	126
5.3 Résidentiel : augmentation de la dépense malgré le maintien de la consommation .....	129
5.4 Tertiaire : baisse des dépenses d'énergie malgré un rebond de la consommation .....	132
5.5 Transports : la consommation se stabilise .....	134
5.5.1 Consommation par usage et par mode .....	134
5.5.2 Consommation par énergie .....	135
5.5.3 Consommation, dépenses et taxes .....	136
5.6 Industrie : baisse de la dépense et léger recul de la consommation .....	137
5.6.1 Consommation finale par énergie et dépense associée .....	137
5.6.2 Consommation finale énergétique par secteur .....	138
5.6.3 Consommation finale à usage énergétique par énergie .....	139
5.7 Agriculture-pêche : une dépense en recul liée à la baisse des prix .....	141
■ <b>Partie 6</b>	
<b>Éléments complémentaires</b>	<b>143</b>
6.1 Intensité énergétique finale : la baisse se poursuit mais à un rythme ralenti .....	144
6.2 Émissions de gaz à effet de serre liées à la combustion d'énergie : une baisse favorisée par la moindre consommation d'énergie et l'évolution du bouquet énergétique .....	146
6.2.1 Émissions de résidentiel .....	147
6.2.2 Émissions du tertiaire .....	148
6.2.3 Émissions de l'industrie et de la construction .....	150
6.3 Bilan énergétique de l'Union européenne .....	151
6.3.1 Consommation primaire .....	151
6.3.2 Production primaire .....	152
6.3.3 Importations de pétrole et de gaz naturel .....	153
6.3.4 Production d'électricité .....	155
6.3.5 Consommation finale à usage énergétique .....	156
■ <b>Annexes</b> .....	<b>159</b>
Bilans énergétiques de la France .....	160
Annexes méthodologiques .....	160
Sigles et abréviations .....	168
Pour en savoir plus .....	171

# Synthèse et données clés



### LA PRODUCTION D'ÉNERGIE PRIMAIRE POURSUIT SON REBOND EN 2024

En 2024, la production d'énergie primaire française s'établit à 1 572 TWh, en hausse de 10,2 % par rapport à 2023. Cette hausse s'explique principalement par la progression, pour la deuxième année consécutive, de la production nucléaire (1 153 TWh, + 12,5 % en un an), après les arrêts prolongés en 2021-2022 pour contrôle et réparation de plusieurs réacteurs à la suite de la détection de problèmes de corrosion dans la centrale de Civaux.

La production primaire d'énergies renouvelables électriques progresse elle aussi nettement (+ 10,4 %, à 144 TWh) du fait de conditions météorologiques particulièrement favorables à l'hydroélectricité et du développement des capacités éoliennes et photovoltaïques. La production primaire d'énergies renouvelables (EnR) thermiques et issues de la valorisation des déchets s'accroît légèrement (+ 1,6 % à 265 TWh), portée par le dynamisme des pompes à chaleur et du biogaz.

### LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE SE STABILISE

La consommation primaire réelle s'établit à 2 577 TWh en 2024. Elle progresse de 1,8 %, notamment car la reprise de la production nucléaire entraîne une augmentation des pertes de chaleur induites. Le taux d'indépendance énergétique, ratio de la consommation et de la production primaires, s'accroît de 4,6 points, pour s'établir à 61 %.

Le déficit des échanges physiques d'énergie, à 1 059 TWh, diminue de 10 % sur un an. Avec le dynamisme du nucléaire et de l'hydraulique, les exportations nettes d'électricité progressent de 78 %, à 90 TWh en 2024. Les importations nettes de gaz naturel (289 TWh) se replient nettement pour la deuxième année consécutive (- 15 %). Depuis 2022, le gaz est majoritairement importé sous forme de gaz naturel liquéfié et provient en premier lieu de Norvège et des États-Unis. Les achats nets de pétrole brut diminuent de 2 % en 2024 à 529 TWh. Le repli des importations nettes de produits raffinés est plus marqué (- 3,5 % à 262 TWh).

La consommation finale à usage énergétique est stable par rapport à 2023 à 1 499 TW. Toutefois, en corrigeant des effets d'un climat légèrement plus doux en 2024, elle est en faible hausse (+ 0,4 %). Elle progresse notamment dans le résidentiel (+ 1,0 % corrigée des variations climatiques) et le tertiaire (+ 2,0 %). À l'inverse, elle décroît de 1,3 % dans l'industrie et se stabilise dans les transports.

### LES PRIX POUR LES CONSOMMATEURS FINAUX DIMINUENT, SAUF DANS LE RÉSIDENTIEL

En 2024, les prix sur les marchés de gros poursuivent leur détente. Cela se répercute sur les prix à la consommation finale de tous les secteurs, hormis dans le résidentiel. Tous secteurs confondus, les prix de l'énergie diminuent de 4 % sur un an, mais se maintiennent à un niveau élevé. La baisse est particulièrement forte dans l'industrie (- 21 % sur un an) et le tertiaire (- 15 %). Dans le résidentiel, les prix progressent de 13 %, principalement en raison d'un retour progressif à la fiscalité de l'électricité pré-crise avec la fin du bouclier tarifaire sur l'électricité et la hausse des taxes sur le gaz.

### LES CONSOMMATEURS FINAUX D'ÉNERGIE ONT DÉPENSÉ 219 Md€ EN 2024

Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 219 Md€ en 2024 pour satisfaire leurs besoins en énergie. Cette dépense diminue de 6 % sur un an, mais se maintient à un niveau élevé.

La facture moyenne d'énergie des ménages s'élève à 3 744 € en 2024, dont 2 071 € pour l'énergie du logement et 1 673 € pour les carburants. Si la facture moyenne totale évolue peu par rapport à 2023 (+ 1,2 % en euros constants), cela résulte de deux effets opposés : les dépenses en carburant diminuent nettement (- 7,2 %), du fait de la baisse des prix des carburants, alors que les dépenses énergétiques moyennes liées au logement progressent fortement (+ 9,2 %), en raison de la hausse des prix de l'énergie résidentielle.

## Production d'énergie primaire en 2024

1 572 TWh  + 10,2 % par rapport à 2023

### Énergies renouvelables

EnR thermiques et déchets    hydraulique, photovoltaïque et éolien

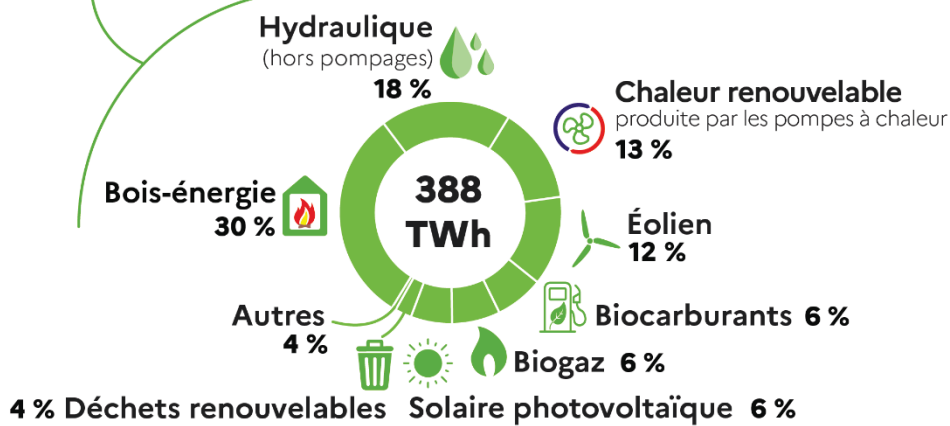
### Nucléaire

### Énergies fossiles

pétrole et gaz

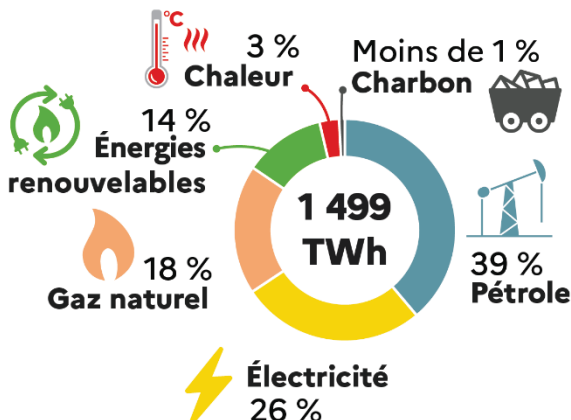


### focus sur les EnR

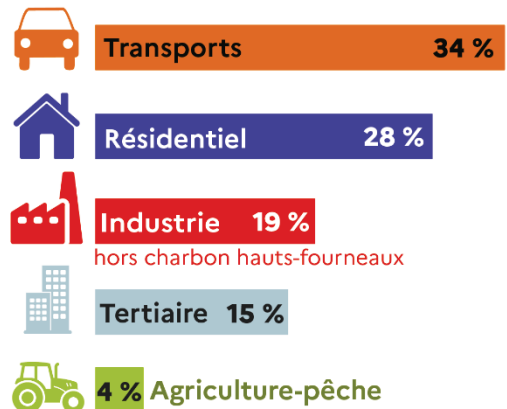


## Consommation finale à usage énergétique en 2024

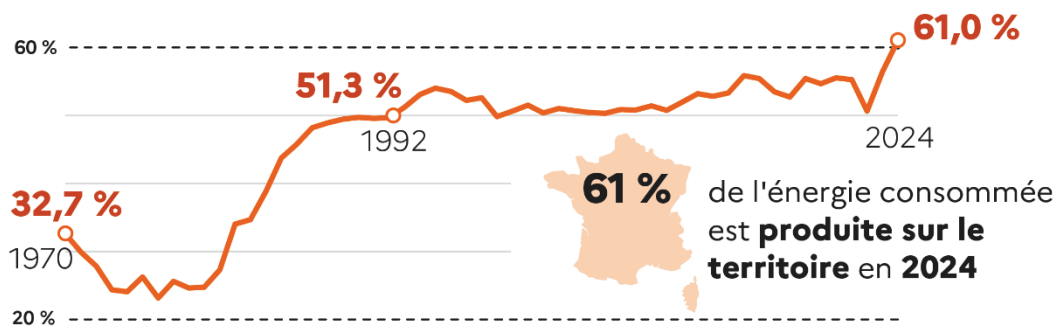
### par énergie



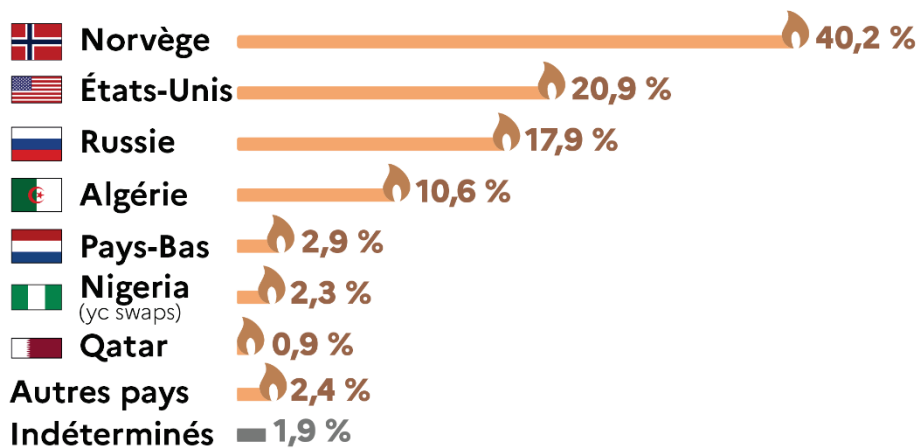
### par secteur



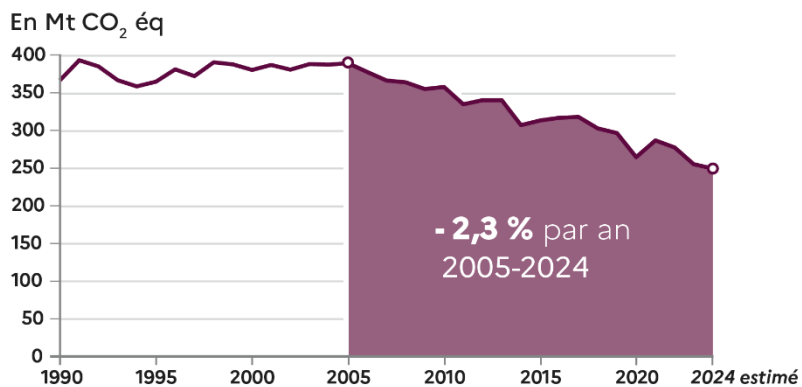
## Indépendance énergétique



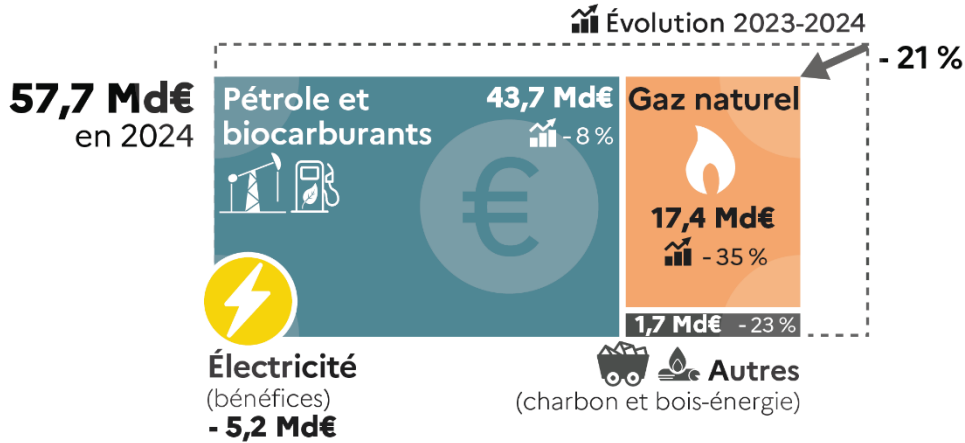
## Origine des importations de gaz naturel en 2024



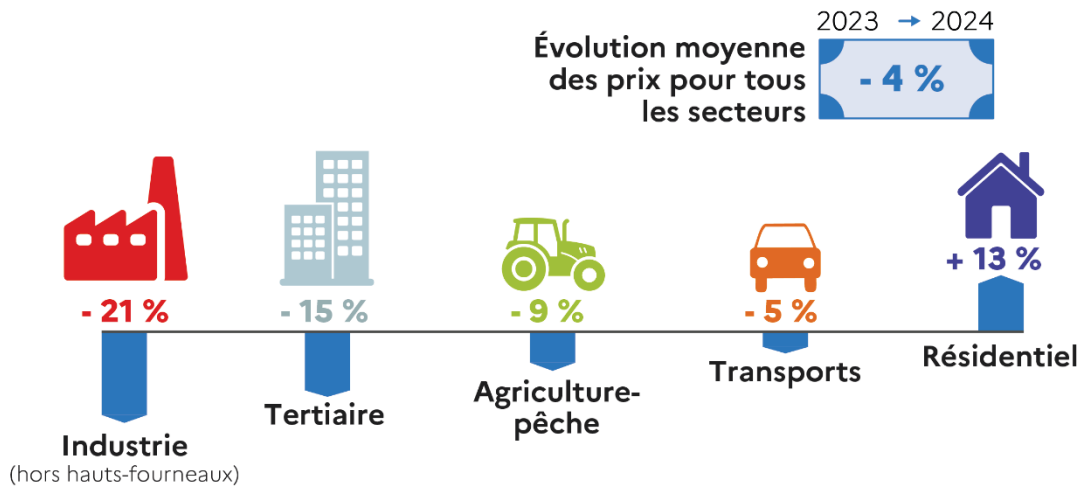
## Émissions de gaz à effet de serre dues à la combustion d'énergie



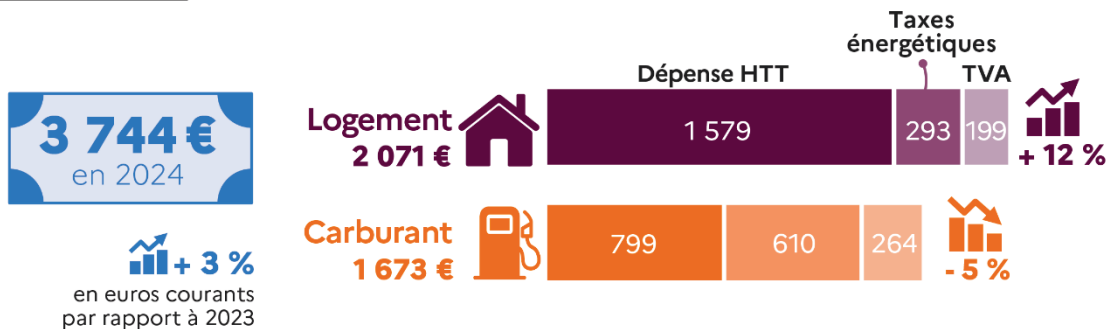
## Facture énergétique de la France



## Évolution des prix de la consommation finale par secteur



## Facture des ménages en énergie

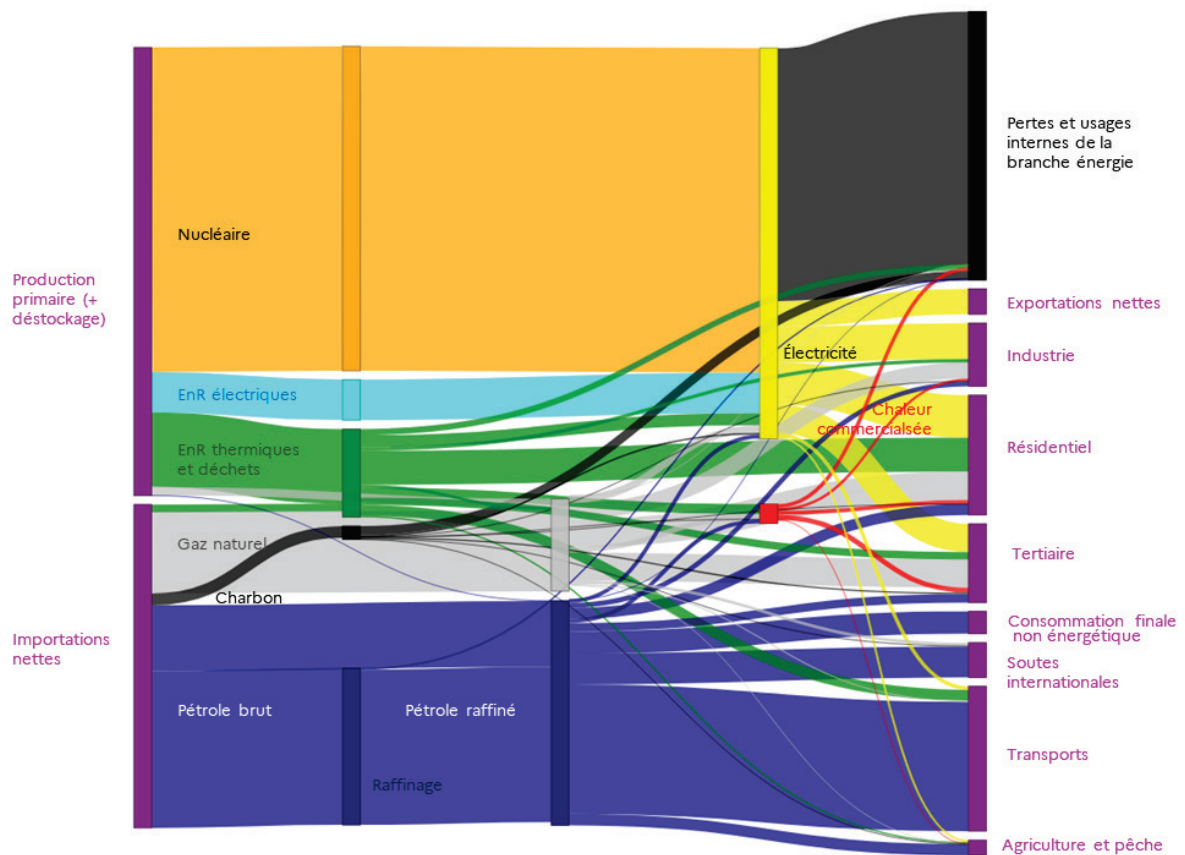


## synthèse et données clés

### LE DIAGRAMME DE SANKEY, OUTIL DE VISUALISATION DU BILAN

Le diagramme de Sankey, représenté ci-après, illustre qu'en 2024 la France a mobilisé une ressource primaire de 2 577 TWh pour satisfaire une consommation finale (non corrigée des variations climatiques) de 1 623 TWh. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique (952 TWh au total), des exportations nettes d'électricité (90 TWh), des soutes aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation finale (80 TWh). Le diagramme illustre aussi les flux des différentes formes d'énergie transformés en électricité (par exemple, 27 TWh de gaz ont été utilisés à des fins de production d'électricité).

### Ensemble des énergies – Bilan énergétique de la France en 2024 (TWh)



*Note : les flux relatifs aux énergies renouvelables électriques comprennent les énergies marines, mais excluent l'accumulation par pompage. Les énergies renouvelables thermiques recouvrent le bois, le solaire thermique, les biocarburants, le biogaz, la chaleur prélevée de l'environnement par les pompes à chaleur, etc.*

*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.*

*La chaleur commercialisée correspond à la chaleur vendue par les réseaux et la chaleur cogénérée vendue.*

*Champ : France entière (y compris DROM).*

**Source :** SDES, Bilan de l'énergie

partie 1

# Les prix de l'énergie

— Après une année 2022 marquée par une flambée des prix de l'énergie sur les marchés, ces derniers poursuivent en 2024 le reflux entamé en 2023. Ils restent néanmoins à un niveau élevé par rapport aux années précédant la crise sanitaire.

La détente sur les marchés se répercute aux consommateurs finaux qui voient les prix de l'énergie diminuer de 3,8 % sur un an. Les prix baissent pour tous les secteurs sauf le résidentiel qui voit ses prix progresser de 12,6 % sur un an. Les ménages subissent en effet avec retard les hausses de prix des marchés des années précédentes et font face à des hausses des taxes sur le gaz et l'électricité, dans un contexte d'arrêt progressif du bouclier tarifaire. Malgré la baisse globale en 2024, les prix aux consommateurs finaux restent 1,4 fois plus élevés qu'en 2019.



## 1.1 En 2024, les prix de l'énergie baissent sauf pour les ménages

### 1.1.1 PRIX FINAUX DE L'ÉNERGIE

Après trois années consécutives de forte augmentation des prix de l'énergie, avec une hausse cumulative de 59 % entre 2020 et 2023, les consommateurs finaux observent en 2024 une diminution moyenne de 3,8 %. Cette baisse s'explique par la transmission progressive aux prix finaux de la diminution des prix de gros amorcée en 2023 (voir 1.3 à 1.8). Malgré ce repli, les prix restent cependant 1,4 fois plus élevés qu'en 2019, avant les crises successives.

Les évolutions diffèrent d'une énergie à l'autre. Le prix de l'électricité pour les consommateurs finaux recule de 3,7 %, tandis que celui du gaz augmente légèrement, de 1,2 %. Les produits pétroliers, quant à eux, voient leurs prix diminuer de 2,8 %. Comparés à 2019, les prix de l'électricité et du gaz sont désormais 1,6 fois plus élevés, contre 1,3 fois pour les produits pétroliers. Ces différences expliquent une partie des disparités importantes entre les secteurs d'activité.

Hormis dans le résidentiel, les prix diminuent dans tous les secteurs (figure 1.1.1.1). Les baisses les plus marquées concernent l'industrie, avec une diminution de 21,1 %, bien que les prix y restent 1,7 fois supérieurs à ceux de 2019. Cette volatilité s'explique par la présence de grands consommateurs dont les prix suivent davantage les fluctuations des marchés de gros. Le secteur tertiaire bénéficie lui aussi d'une baisse significative de 15,2 %, avec des prix également 1,7 fois plus élevés qu'en 2019. Dans l'agriculture et la pêche, où les produits pétroliers dominent, la baisse est plus modérée (- 9,2 %), les prix ayant augmenté de 35 % depuis 2019. Également dépendants des produits pétroliers, les transports voient leurs coûts énergétiques diminuer de 4,6 %, mais restent en hausse de 22 % par rapport à 2019. Le secteur résidentiel se distingue comme le seul à enregistrer une augmentation en 2024, avec une hausse de 12,6 %, portant les prix à 1,5 fois leur niveau de 2019.

**Figure 1.1.1.1 : prix de la consommation finale par secteur**  
En €/MWh

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Industrie (hors charbon hauts-fourneaux)	46	43	55	85	99	78
Transports	131	116	133	168	167	160
Résidentiel	103	106	106	123	137	154
Tertiaire	87	88	91	116	175	148
Agriculture-pêche	74	62	74	103	110	100
<b>Consommation finale énergétique (hors charbon hauts-fourneaux)</b>	<b>98</b>	<b>92</b>	<b>101</b>	<b>129</b>	<b>145</b>	<b>139</b>
Consommation finale non énergétique	49	41	62	97	74	75
<b>Consommation finale (hors charbon hauts-fourneaux)</b>	<b>93</b>	<b>88</b>	<b>98</b>	<b>127</b>	<b>139</b>	<b>134</b>

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

Dans ce tableau, le prix est calculé en rapportant la dépense en énergie du secteur à sa consommation énergétique. Pour le résidentiel, la consommation inclut le solaire thermique et la chaleur des pompes à chaleur alors qu'aucune dépense n'est associée à cette consommation.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

## partie 1 : les prix de l'énergie

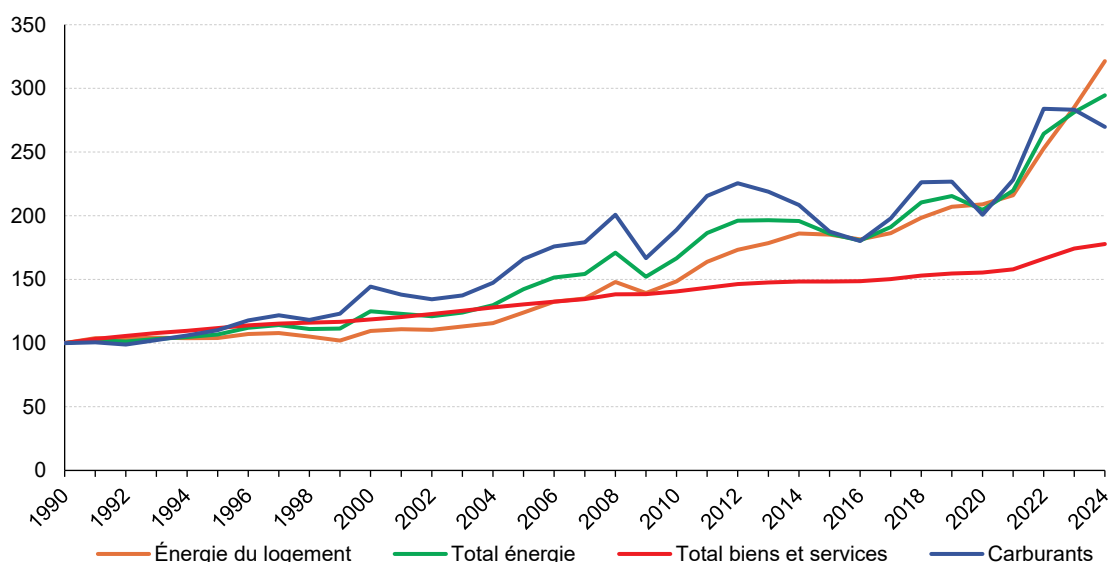
### 1.1.2 PRIX DE L'ÉNERGIE PAYÉS PAR LES MÉNAGES

En 2024, alors que l'inflation générale des biens et services s'établit à 2,0 %, les ménages constatent une augmentation moyenne de 4,7 % des prix de l'énergie par rapport à 2023 (*figure 1.1.2.1*). Cette évolution moyenne cache cependant des tendances contrastées selon les postes de dépense. Les prix des carburants diminuent de 4,8 %, tandis que ceux des énergies utilisées pour le logement augmentent de 12,7 %, à structure de dépense équivalente.

Cette hausse des coûts énergétiques du logement s'explique principalement par l'augmentation des prix de détail du gaz et de l'électricité, qui représentent ensemble plus des quatre cinquièmes des dépenses énergétiques des ménages pour le logement, bien qu'ils ne couvrent que deux tiers de leur consommation. Le prix du gaz progresse de 10,5 %, en partie en raison de la hausse des taxes (*voir 1.3*). Celui de l'électricité augmente de 18,4 %, sous l'effet d'un retour progressif de la fiscalité et de l'arrêt du gel tarifaire, dispositifs mis en place pour limiter les impacts des crises énergétiques (*voir 1.7*).

**Figure 1.1.2.1 : prix à la consommation**

Indice base 100 en 1990



Note : l'évolution des prix est calculée en pondérant l'évolution des prix de chacune des énergies par sa dépense correspondante de l'année précédente. Cette méthode se rapproche de celle utilisée par l'Insee pour calculer l'indice des prix des biens et services à la consommation. Elle diffère de celle de la partie 1.1.1.

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 3,2 % par an en moyenne depuis 1990, en euros courants, alors que l'inflation générale annuelle ne s'est élevée qu'à 1,7 % sur la période. Si l'augmentation annuelle moyenne est identique pour les carburants et les énergies du logement, leurs trajectoires respectives entre 1990 et 2024 révèlent cependant des différences notables. Longtemps peu dynamique, le prix des énergies 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. Depuis 2019, la hausse des prix des énergies s'est nettement accélérée : + 3,5 % par an en moyenne pour les carburants et + 9,2 % par an pour les énergies du logement, contre + 2,8 % pour l'évolution générale des prix.

## 1.2 Les prix des produits pétroliers diminuent

### 1.2.1 PRIX DU PÉTROLE BRUT

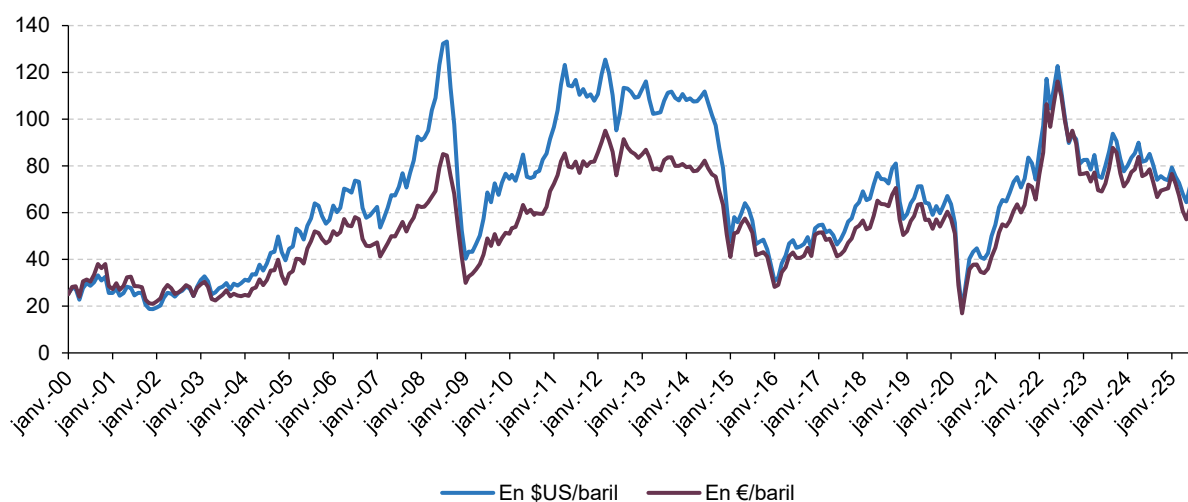
#### Cours du pétrole brut

En 2024, le cours du baril de *Brent* daté se situe en moyenne à 80,5 \$, soit 2 % de moins que l'année précédente (*figure 1.2.1.1*). Exprimé en euros (74,4 € en 2024), il est proche des niveaux élevés observés entre 2011 et 2014, tout en restant inférieur au niveau moyen de 2022 (95,8 €).

Après un pic en 2022 lié au déclenchement de la guerre en Ukraine, le cours moyen du *Brent* a diminué de près de 20 % entre 2022 et 2023 et diminue régulièrement depuis. En infra-annuel, le prix moyen du *Brent* était chaque mois supérieur à 80 \$ entre janvier et août 2024. Sur cette première partie de l'année, les tensions en mer Rouge puis la décision de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) et de ses partenaires de poursuivre la réduction de l'offre ont en effet maintenu les prix à un niveau élevé. Au début du deuxième trimestre, les regains de tension liés aux guerres en Ukraine et au Proche-Orient ont également soutenu le cours. Le prix du *Brent* a ensuite reflué à partir d'août et s'est stabilisé autour de 74 \$ jusqu'à la fin de l'année 2024. Alors qu'une croissance de l'offre était anticipée par l'Agence internationale de l'énergie avec le retour du pétrole libyen et une augmentation de la production saoudienne en 2024 et américaine en 2025, la demande mondiale de pétrole a ralenti, notamment en Chine.

**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 ; DGEC

## partie 1 : les prix de l'énergie

### Prix du pétrole brut importé

Le prix du pétrole brut importé par les raffineurs français s'élève en moyenne à 569 euros par tonne équivalent pétrole (tep) en 2024 (*figure 1.2.1.2*), soit 86 \$ le baril. Après avoir fortement diminué entre 2022 et 2023 (- 22 %), il continue de reculer en 2024 (- 3 %) mais reste très supérieur à son niveau d'avant la crise énergétique (426 €/tep en 2019). Incluant l'assurance et le fret, le prix du brut importé est logiquement supérieur au cours moyen du *Brent* daté.

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

En euros par tep

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Importations	551	355	291	357	449	428	288	453	751	586	569

\* 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, Bilan de l'énergie, d'après enquête auprès des raffineries ; DGDDI ; LyondellBasell

### 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 en plus du coût du pétrole brut, sont très hétérogènes. 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 2024, le prix des produits raffinés importés par la France diminue de 5 % et s'élève en moyenne à 730 €/tep (*figure 1.2.2.1*). Le prix moyen à l'importation du gazole et du fioul domestique, majoritaires dans les achats de produits raffinés, s'établit à 721 €/tep (soit 61 c€/l) en 2024. Entre 2023 et 2024, ce prix recule de 8 %, comme celui des produits non énergétiques (naphta, bitumes et lubrifiants). Le prix du jet kérosène importé baisse dans les mêmes proportions, à 756 €/tep en 2024 (- 7 % par rapport à 2024), tandis que le fioul lourd connaît une baisse de prix moins prononcée (- 2 %). En revanche, le prix du gaz de pétrole liquéfié (GPL) progresse de 2 % entre 2023 et 2024, pour atteindre 459 €/tep en 2024. Les prix ont considérablement diminué depuis le pic en 2022, mais restent nettement supérieurs à leur niveau de 2019 (+ 38 % en moyenne, tous produits confondus).

Le prix moyen des exportations françaises diminue à un rythme légèrement plus élevé que celui des importations (- 7 % entre 2023 et 2024), pour s'établir à 803 €/tep pour l'ensemble des produits raffinés en 2024. Il excède de 31 % son niveau de 2019. Entre 2023 et 2024, c'est le prix à l'exportation du gazole/fioul domestique qui recule le plus (- 21 %, à 660 €/tep), tandis que celui des supercarburants, à 615 €/tep (ou 48 c€/l), baisse de 15 %. Le prix du fioul lourd recule de façon plus modérée (- 3 %).

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

En euros par tep

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Importations</b>	<b>622</b>	<b>454</b>	<b>379</b>	<b>456</b>	<b>544</b>	<b>531</b>	<b>375</b>	<b>527</b>	<b>944</b>	<b>771</b>	<b>730</b>
dont gazole/fioul domestique	649	463	381	457	554	546	366	500	978	781	721
jet kérosène	671	473	373	458	570	557	349	517	1 029	811	756
gaz de pétrole liquéfié (GPL)	440	303	270	341	364	318	287	450	558	449	459
fioul lourd	537	359	287	365	427	433	337	460	650	630	621
produits non énergétiques*	670	514	456	521	607	552	403	615	953	877	807
<b>Exportations</b>	<b>691</b>	<b>506</b>	<b>451</b>	<b>542</b>	<b>616</b>	<b>614</b>	<b>526</b>	<b>737</b>	<b>1 029</b>	<b>866</b>	<b>803</b>
dont gazole/fioul domestique	679	444	369	435	534	505	438	649	1 233	833	660
supercarburants	643	464	384	467	525	503	305	535	831	720	615
fioul lourd	448	264	201	289	374	370	256	407	628	501	487
produits non énergétiques*	765	603	557	635	666	675	686	1 008	1 101	929	891

\* Naphta, bitumes, lubrifiants.

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

## partie 1 : les prix de l'énergie

### 1.2.3 LES PRIX À LA CONSOMMATION BAISSENT MAIS RESTENT ÉLEVÉS

À la faveur de la légère diminution des prix des produits pétroliers importés, les prix des produits pétroliers baissent dans l'ensemble des secteurs, tout en restant à des niveaux très supérieurs à la période précédant la crise énergétique de 2022. Tous secteurs confondus, le prix moyen des produits pétroliers est de 141 €/MWh en 2024, contre 145 €/MWh en 2023, soit une baisse de 2,8 % (figure 1.2.3.1). Cependant, il reste supérieur de 26,1 % au prix moyen de 2019 (112 €/MWh). Cette moyenne cache des évolutions sectorielles contrastées, entre une baisse de 8,0 %, à 86 €/MWh hors TVA, dans le secteur de l'agriculture et de la pêche et une quasi-stabilité (- 0,6 %, à 85 €/MWh hors TVA) dans l'industrie. En ce qui concerne les ménages, les prix sont en diminution de 4,5 %, à 178 €/MWh TTC, dans le secteur des transports et de 2,5 %, à 138 €/MWh TTC, dans le secteur résidentiel.

**Figure 1.2.3.1 : prix moyen de la consommation finale des produits pétroliers par secteur**  
En €/MWh

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Consommation finale à usage énergétique TTC*</b>	<b>124</b>	<b>119</b>	<b>114</b>	<b>101</b>	<b>96</b>	<b>106</b>	<b>123</b>	<b>124</b>	<b>107</b>	<b>122</b>	<b>158</b>	<b>157</b>	<b>151</b>
Agriculture-pêche	81	73	72	58	50	57	67	68	52	65	98	93	86
Industrie	62	58	55	47	41	51	63	62	50	63	94	86	85
Transports des ménages*	148	144	136	122	117	129	148	148	131	149	186	186	178
Transports des entreprises*	117	113	106	94	88	96	109	111	97	113	147	143	136
Tertiaire	87	82	78	66	61	69	81	83	68	77	116	102	99
Résidentiel*	107	103	98	84	77	87	104	106	91	106	158	142	138
<b>Consommation finale à usage non énergétique</b>	<b>80</b>	<b>73</b>	<b>68</b>	<b>49</b>	<b>44</b>	<b>49</b>	<b>58</b>	<b>52</b>	<b>44</b>	<b>64</b>	<b>97</b>	<b>77</b>	<b>79</b>
<b>Tous secteurs HTVA</b>	<b>106</b>	<b>101</b>	<b>96</b>	<b>83</b>	<b>78</b>	<b>87</b>	<b>101</b>	<b>101</b>	<b>86</b>	<b>101</b>	<b>136</b>	<b>131</b>	<b>127</b>
<b>Tous secteurs TTC*</b>	<b>117</b>	<b>112</b>	<b>107</b>	<b>92</b>	<b>87</b>	<b>97</b>	<b>112</b>	<b>112</b>	<b>95</b>	<b>112</b>	<b>150</b>	<b>145</b>	<b>141</b>

\* La TVA est incluse dans les secteurs des transports (TVA totale pour les ménages et TVA non déductible pour les entreprises) et dans le secteur résidentiel.

Sources : DGE (carburants, fiouls domestique et lourd) ; Insee (butane) ; SDES (propane)

Les différences de prix et les évolutions contrastées entre secteurs s'expliquent en grande partie par celles des différents produits pétroliers raffinés qui composent les bouquets énergétiques des différents secteurs.

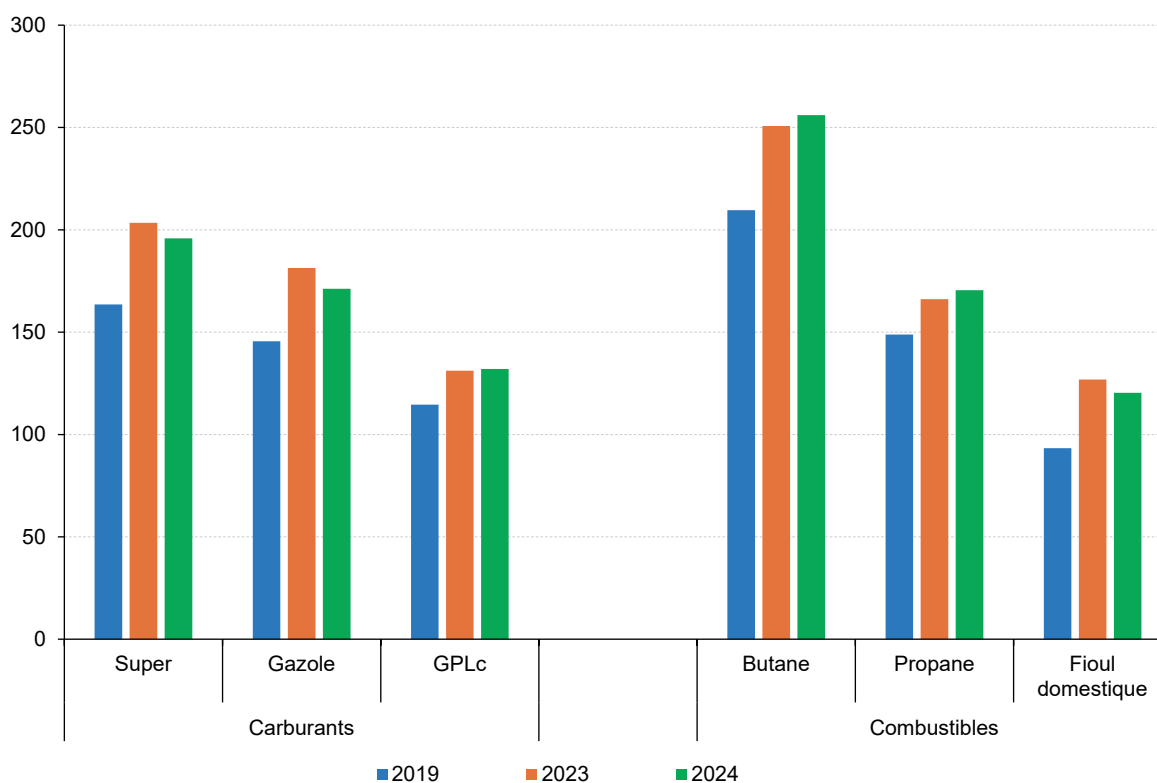
Les supercarburants sont les carburants dont le prix est le plus élevé : 196 €/MWh en 2024, contre 171 €/MWh pour le gazole (figure 1.2.3.2). La différence de prix entre ces deux types de carburants les plus consommés en France s'explique par une fiscalité plus avantageuse pour le gazole. Le GPL utilisé comme carburant (GPLc), dont l'usage est beaucoup moins répandu, bénéficie d'un prix plus faible, à 132 €/MWh en 2024. Les différences de prix sont plus fortes dans la catégorie des combustibles. Le prix du butane, principalement utilisé dans la cuisson, atteint 256 €/MWh en 2024, soit plus de deux fois le prix du fioul domestique (120 €/MWh en 2024), principalement utilisé pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire. Le propane, combustible moins utilisé que les deux premiers, occupe une place intermédiaire en matière de prix (171 €/MWh en 2024).

À l'exception du GPLc, les prix des carburants sont en baisse par rapport à 2023 : - 3,7 % pour les supercarburants et - 5,6 % pour le gazole. Cependant, le GPLc continue de progresser de 0,7 %. En ce qui concerne les combustibles, seul le fioul domestique voit son prix diminuer (- 5,1 % par rapport à 2023), les prix du butane (+ 2,1 %) et du propane (+ 2,6 %) étant en augmentation.

Malgré les baisses constatées en 2024 pour les principaux carburants et le fioul domestique, les prix des produits pétroliers demeurent toujours à un niveau plus élevé qu'avant les crises sanitaire et énergétique. En 2024, les prix des carburants restent 15 à 19 % supérieurs à leur niveau de 2019, et les prix des combustibles sont toujours 15 à 29 % au-dessus des prix constatés à la même période. Le prix du fioul domestique est celui qui progresse le plus, avec une hausse de 29 % entre 2019 et 2024.

## partie 1 : les prix de l'énergie

**Figure 1.2.3.2 : prix TTC des principaux produits pétroliers**  
En €/MWh



Note : la catégorie « Super » correspond à l'agrégat des différents supercarburants disponibles sur le marché (SP95, SP95-E10 et SP98) pondérés par les volumes de ventes respectifs.

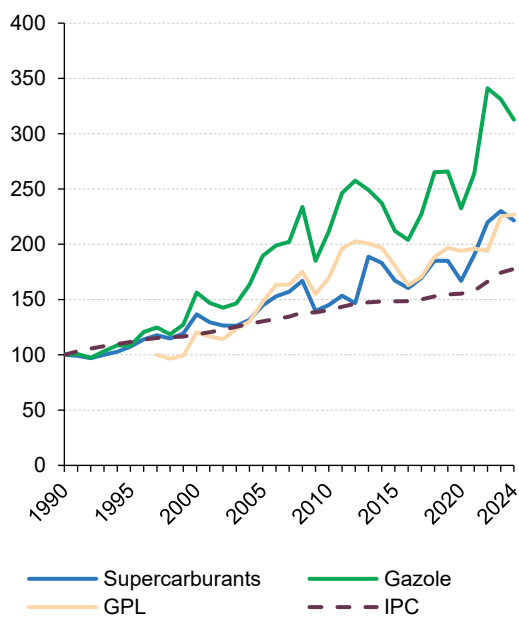
Sources : DGEC (carburants, fiouls domestique et lourd) ; Insee (butane) ; SDES (propane)

Sur longue période, les prix des carburants augmentent plus rapidement que l'indice des prix à la consommation (IPC) et sont plus volatils, avec des périodes de hausses marquées (par exemple durant la crise énergétique de 2022) et des périodes de reflux (crise financière de 2008, crise sanitaire de la Covid-19, par exemple) - (figure 1.2.3.3). Le prix du gazole augmente plus rapidement que le prix des supercarburants. Cependant, le prix du gazole reste inférieur en niveau. Les tendances sont similaires concernant les combustibles (figure 1.2.3.4). De même que pour les carburants, les évolutions sont globalement plus rapides que le niveau général des prix mesuré par l'IPC. On note une forte volatilité des prix du fioul domestique et une récente envolée des prix dans le contexte de la crise énergétique, avec une hausse record de 63,8 % entre 2021 et 2022 suivie de deux années de baisse consécutives. La progression des prix du butane est plus régulière. Le propane connaît une progression forte, similaire à celle du fioul domestique quoique plus régulière.

## partie 1 : les prix de l'énergie

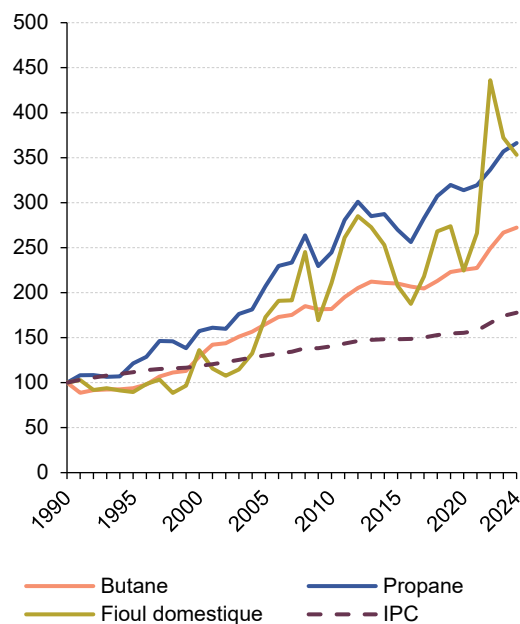
**Figure 1.2.3.3 : indice des prix des carburants**

Indice base 100 en 1990 sauf GPL (indice base 100 en 1997)



**Figure 1.2.3.4 : indice des prix des combustibles**

Indice base 100 en 1990



Note : la catégorie « Super » correspond à l'agrégat des différents supercarburants disponibles sur le marché (SP95, SP95-E10 et SP98) pondérés par les volumes de ventes respectifs. L'IPC correspond à l'indice des prix à la consommation publié par l'Insee.

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

## 1.3 Les prix de gros du gaz naturel diminuent en 2024 mais se maintiennent à un niveau élevé

### 1.3.1 PRIX DE GROS DU GAZ NATUREL

Le gaz naturel s'échange soit de gré à gré via des contrats qui peuvent s'étendre jusqu'à plusieurs dizaines d'années, soit sur des marchés organisés, au comptant, pour une livraison le jour-même ou le lendemain, ou à terme, pour une échéance plus lointaine. 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. Les volumes transitant par ces infrastructures sont limités, ce qui peut entraîner des congestions sur le réseau. Le prix du gaz reflète ainsi des équilibres régionaux entre offre et demande. Historiquement dépendants des cours du pétrole, les prix de gros du gaz ne sont plus directement indexés sur le cours du *Brent*.

Sur les marchés européens, les prix du gaz, qui avaient augmenté en 2021, du fait de la reprise économique en Asie et d'une offre faible, puis atteint des sommets en 2022 en raison de la forte réduction des exportations de gaz russe vers l'Union européenne, ont très nettement reflué en 2023 et au premier trimestre 2024 grâce à l'afflux de gaz naturel liquéfié (GNL), à la modération de la consommation et au niveau élevé des stocks. Les prix du gaz sur les marchés européens ont ensuite augmenté entre le deuxième trimestre 2024 et le premier trimestre 2025 du fait de températures moins douces entraînant un déstockage, ainsi que de difficultés d'approvisionnement liées notamment aux tensions au Moyen-Orient et à une demande mondiale croissante sur les marchés du GNL. Cette augmentation des prix a toutefois été contenue par une offre abondante.

Les prix du gaz naturel sur le marché des Pays-Bas (*Title Transfer Facility*, TTF, principal prix de référence pour le marché continental européen), sur le marché spot de Londres (*National Balancing Point*, NBP, principale référence avant 2017 sur le marché européen) et sur le marché spot français (Point d'échange de gaz, PEG), habituellement proches, avaient divergé en 2022. Ces trois prix retrouvent des niveaux proches : en moyenne en 2024, ils s'élèvent à respectivement 34,4 €/MWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) sur le marché des Pays-Bas, 33,8 €/MWh PCS sur le marché spot de Londres et 34,2 €/MWh PCS sur le marché spot français. Sur ce dernier, le prix moyen du gaz naturel en 2024 diminue de 13 % par rapport à 2023 et de 65 % par rapport à 2022.

Au niveau mondial, les écarts de prix entre les principales zones de marché sont conséquents (*figure 1.3.1.1*). Le prix du gaz naturel à la bourse de New York est nettement plus bas que sur les marchés européens (6,9 €/MWh PCS en moyenne en 2024, en baisse de 14 % par rapport à 2023) du fait de la forte production nationale de gaz naturel et de la saturation des capacités d'exportation de gaz naturel liquéfié. Le prix du marché japonais (39,9 €/MWh PCS en 2024), plus fortement indexé sur le pétrole, historiquement plus élevé, a moins fluctué que le prix sur les marchés européens entre 2022 et 2024.

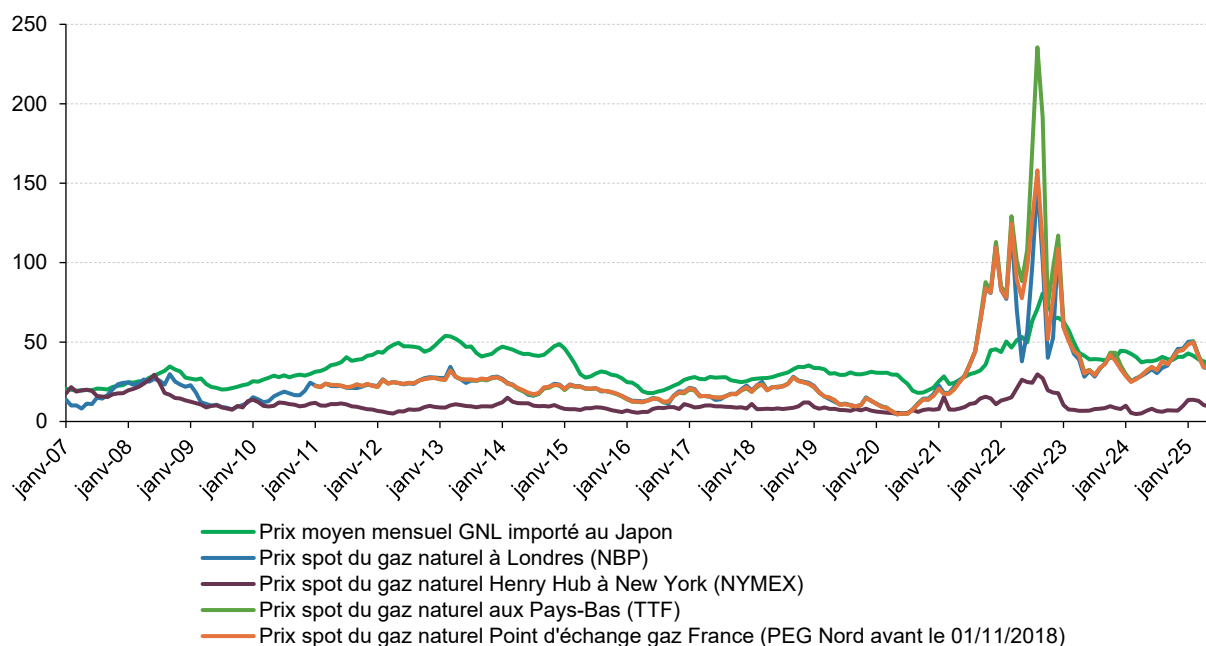
Au premier semestre 2025, les cours baissent dans l'ensemble des principaux marchés en raison d'une amélioration des approvisionnements et d'une plus grande flexibilité des obligations de stockage du gaz dans l'Union européenne. Entre janvier et juin 2025, les cours diminuent d'un quart en France et aux Pays-Bas, et d'un tiers à Londres et New-York. Toutefois, sur les principaux marchés, les prix demeurent plus élevés qu'avant les crises sanitaire et énergétique : sur le marché spot français, le prix moyen du gaz naturel était de 13,6 €/MWh PCS en 2019.

En France, le gaz se négociait 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 transport NaTran (ex-GRTgaz) et Teréga. La bourse du gaz pour le marché français est gérée par EEX.

## partie 1 : les prix de l'énergie

**Figure 1.3.1.1 : prix spot du gaz naturel à New York, à Londres, aux Pays-Bas, en France et prix du GNL importé au Japon**

Prix moyen mensuel en €/MWh PCS\*



\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Sources : DGE ; Reuters ; U.S. Energy Information Administration ; ministère japonais des Finances

L'approvisionnement en gaz est fortement affecté par la forte réduction des exportations de gaz russe vers l'Union européenne. Les importations reposaient encore avant 2022 à 75 % sur des contrats de long terme (plus de deux ans) négociés de gré à gré, principalement avec des producteurs en Norvège, Russie, Algérie et aux Pays-Bas. Depuis 2022, la part des contrats, le type de gaz importé et la répartition par origine est profondément modifiée (voir 2.3.2).

Le prix d'achat du gaz naturel importé en France, qui avait fortement augmenté en 2022, diminue nettement en 2023 et 2024 mais demeure élevé (figure 1.3.1.2). Il s'élève à 48,8 €/MWh PCS en moyenne en 2024.

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

En €/MWh PCS\*

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Importations	17,0	11,6	31,2	90,8	68,0	48,8
Exportations	17,1	10,4	27,6	62,8	64,2	38,6

\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

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

Outre le gaz naturel importé, du biométhane est injecté dans le réseau, dans des quantités encore minoritaires mais en très 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. Depuis juin 2023, le tarif d'achat des contrats est réévalué deux fois par an à partir d'indices qui dépendent des prix de production de l'énergie et, dans une moindre mesure, de l'indice de prix à la production de l'industrie manufacturière et du coût horaire du travail des industries mécaniques et électriques. Le tarif d'achat moyen en 2024 est stable par rapport à l'année précédente, à 127 €/MWh PCS (figure 1.3.1.3).

## partie 1 : les prix de l'énergie

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

En €/MWh PCS\*

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Tarif d'achat	103,3	103,1	103,2	109,4	127,3	127,2

\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : CRE

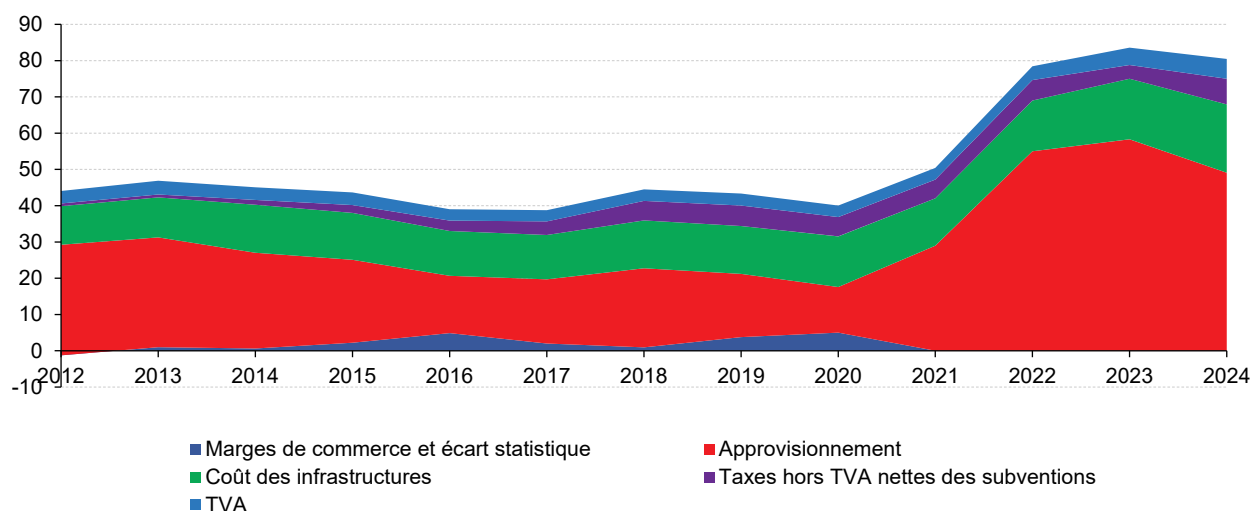
### 1.3.2 PRIX À LA CONSOMMATION DU GAZ NATUREL

En 2024, le gaz a été payé en moyenne 80,5 €/MWh (en pouvoir calorifique supérieur), tous consommateurs et tous types d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus, en baisse de 3,7 % par rapport à l'année 2023 (ce prix inclut la TVA uniquement pour les ménages). Le prix du gaz naturel payé par les consommateurs finaux baisse pour la première fois depuis 2020 mais reste presque deux fois plus élevé qu'en 2019. La diminution observée des prix à la consommation du gaz naturel a lieu avec un décalage d'environ un an par rapport à la baisse des cours sur le marché de gros, observable à partir de début 2023, en raison de l'inertie de la transmission des prix entre ces deux marchés. En effet, il existe de nombreux contrats d'approvisionnement à terme (contrats à un an notamment) dont les prix sont déterminés par les cours des années précédentes.

Ces évolutions de prix sont habituellement analysées en décomposant le prix en la somme de trois 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, voir 3.2) et les taxes nettes des subventions - (figure 1.3.2.1).

**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.

Le remboursement des dépenses par l'État aux fournisseurs au titre du bouclier tarifaire n'est pas pris en compte.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

La baisse du prix en 2024 s'explique intégralement par la diminution de la composante « fourniture » de 15,8 % sur un an, à 49 €/MWh PCS. Cette composante reste cependant à un niveau historiquement élevé à la suite des hausses de 89,8 % entre 2021 et 2022 et de 6,0 % entre 2022 et 2023, dans le contexte de la crise énergétique liée à la guerre en Ukraine. Le reflux partiel des prix sur les marchés de gros en 2023 explique la diminution de la composante « fourniture » en 2024.

## partie 1 : les prix de l'énergie

Le coût relatif à l'utilisation des infrastructures s'élève à 19 €/MWh, soit 23,4 % du prix total. Il progresse fortement (+ 12,8 %) en 2024. Selon la Commission de régulation de l'énergie (CRE)<sup>1</sup>, deux facteurs principaux expliquent la hausse de ces coûts. D'une part, GRTgaz et Terega prévoient une augmentation de leurs charges liées à la hausse des prix des énergies utilisées pour le fonctionnement des réseaux. D'autre part, la « conversion H/B » (passage au gaz à haut pouvoir calorifique « H » pour remplacer le gaz à bas pouvoir calorifique « B », dont le gisement de Groningue aux Pays-Bas est en voie d'épuisement), a nécessité des travaux d'infrastructures et notamment la réalisation d'interconnexions de réseaux dans le Nord de la France. Enfin, les opérateurs de réseaux anticipent des hausses des dépenses d'investissement pour de nouveaux raccordements et pour faire face à l'obsolescence de certaines parties des réseaux. Pour couvrir ces coûts supplémentaires, les tarifs de transport du gaz augmentent en moyenne de 19 % à partir du 1<sup>er</sup> avril 2024 avec l'entrée en vigueur de l'ATRT8 (Accès des tiers aux réseaux de transport) qui remplace l'ATRT7.

Les taxes hors TVA nettes des subventions s'élèvent en moyenne à 7,1 €/MWh en 2024, se décomposant en 8,9 €/MWh pour l'accise sur le gaz (nouvelle appellation de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2022), 1,1 €/MWh pour la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et - 3,0 €/MWh pour les subventions liées aux volumes de biométhane injectés dans le réseau (*voir plus bas*). 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 l'adoption d'une trajectoire de hausse entre 2014 et 2018 sur l'ensemble des accises énergétiques. Le tarif normal de TICGN, devenue accise sur le gaz naturel au 1<sup>er</sup> janvier 2022, est en revanche resté stable entre 2019 et 2023. Il double presque en 2024, passant de 8,37 à 16,37 €/MWh afin de réduire le différentiel avec l'accise sur l'électricité alors que le gaz naturel est un produit plus émetteur de gaz à effet de serre. Le tarif normal de l'accise sur le gaz naturel carburant demeure à 5,23 €/MWh.

Du fait de l'augmentation du prix du gaz naturel dans le secteur résidentiel (*voir plus bas*), le montant de la TVA rapporté à la consommation totale de gaz naturel progresse de 6,8 % en 2024 par rapport à l'année 2023 et s'établit à 5,5 €/MWh, contre 4,7 €/MWh en 2023.

Les subventions représentent 3,0 €/MWh en 2024, contre 2,1 €/MWh en 2023. Elles sont exclusivement liées aux subventions au biométhane. En 2024, le coût d'achat du biométhane, selon la CRE, est en moyenne de 127 €/MWh pour une production totale de 11,6 TWh.

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

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Branche énergie</b>	<b>27,0</b>	<b>30,5</b>	<b>26,2</b>	<b>23,6</b>	<b>19,0</b>	<b>18,9</b>	<b>27,4</b>	<b>20,6</b>	<b>16,3</b>	<b>38,2</b>	<b>72,2</b>	<b>63,1</b>	<b>49,2</b>
Production d'électricité ou chaleur	26,9	30,3	26,2	23,5	18,9	18,8	27,9	21,0	16,8	38,4	72,2	63,5	50,3
Branche énergie hors transformation	28,3	31,9	26,4	24,1	19,8	19,7	24,1	16,7	11,7	36,4	72,6	57,5	39,8
<b>Consommation finale à usage énergétique TTC**</b>	<b>47,7</b>	<b>49,8</b>	<b>48,3</b>	<b>48,1</b>	<b>44,5</b>	<b>44,9</b>	<b>49,3</b>	<b>50,8</b>	<b>47,7</b>	<b>53,7</b>	<b>79,6</b>	<b>80,6</b>	<b>81,6</b>
Agriculture-pêche	42,8	43,8	44,4	42,1	37,5	36,0	37,8	37,5	34,5	42,0	68,5	81,7	74,1
Industrie	30,5	32,2	30,5	29,7	25,9	25,7	29,0	27,2	22,3	37,4	70,5	66,0	52,2
Tertiaire et transports	42,8	44,0	42,7	40,3	38,0	37,3	42,8	43,5	40,9	46,8	71,0	92,6	87,3
Résidentiel HTVA	54,6	56,9	59,3	58,9	54,8	55,7	61,6	66,2	62,9	62,6	80,8	97,4	108,0
Résidentiel TTC	64,1	67,1	69,9	69,3	64,2	65,4	71,6	77,1	73,0	72,8	94,2	113,6	125,5
<b>Consommation finale à usage non énergétique</b>	<b>27,2</b>	<b>31,1</b>	<b>25,9</b>	<b>23,0</b>	<b>19,8</b>	<b>19,4</b>	<b>24,1</b>	<b>15,8</b>	<b>11,0</b>	<b>40,9</b>	<b>98,6</b>	<b>41,1</b>	<b>34,9</b>
<b>Tous secteurs HTVA</b>	<b>40,6</b>	<b>43,0</b>	<b>41,5</b>	<b>40,2</b>	<b>35,9</b>	<b>35,7</b>	<b>41,4</b>	<b>40,1</b>	<b>36,9</b>	<b>47,2</b>	<b>74,6</b>	<b>78,8</b>	<b>75,1</b>
<b>Tous secteurs TTC**</b>	<b>44,0</b>	<b>46,8</b>	<b>45,1</b>	<b>43,7</b>	<b>39,0</b>	<b>38,8</b>	<b>44,5</b>	<b>43,4</b>	<b>40,1</b>	<b>50,4</b>	<b>78,4</b>	<b>83,6</b>	<b>80,5</b>

\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

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

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après enquête Transparence des prix sur le gaz, données locales du gaz

En 2024, les prix du gaz pour les consommateurs finaux diminuent fortement pour les usages non énergétiques et la branche énergie (respectivement - 15,1 % et - 22,0 %) mais progressent légèrement pour les usages énergétiques (+ 1,2 %) en raison de l'augmentation des prix dans le secteur résidentiel (*figure 1.3.2.2*). Malgré les baisses constatées dans la plupart des secteurs, le niveau des prix reste cependant très élevé, avec une moyenne

<sup>1</sup> Délibération n° 2024-22 de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga.

## partie 1 : les prix de l'énergie

---

à 80,5 €/MWh tous secteurs confondus, contre 43,4 €/MWh en 2019, soit presque le double (+ 92 % d'augmentation entre les deux périodes).

Seul le secteur résidentiel voit les prix du gaz continuer à progresser en 2024, avec une augmentation du prix moyen TTC de 10,5 % sur un an, à 125,5 €/MWh. Cette hausse est principalement liée à l'augmentation de l'accise, (+ 8 €/MWh en 2024), ce qui touche davantage les consommateurs de ce secteur qui ne bénéficient pas de tarifs réduits ou d'exemption. À l'opposé, le secteur industriel est celui qui bénéficie de la plus forte baisse avec un prix moyen HTVA à 52,2 €/MWh, soit - 21,0 % par rapport aux prix de 2023. Ce secteur comprend en effet les plus grands consommateurs de gaz naturel, dont les prix s'ajustent plus rapidement aux cours sur les marchés de gros. Les autres secteurs se situent entre ces deux extrêmes avec un prix moyen en baisse de 9,4 %, à 74,1 €/MWh dans l'agriculture et la pêche, et de 5,7 %, à 87,3 €/MWh dans le tertiaire et les transports.

## 1.4 Les prix du charbon à l'importation et à la consommation continuent de diminuer mais restent élevés

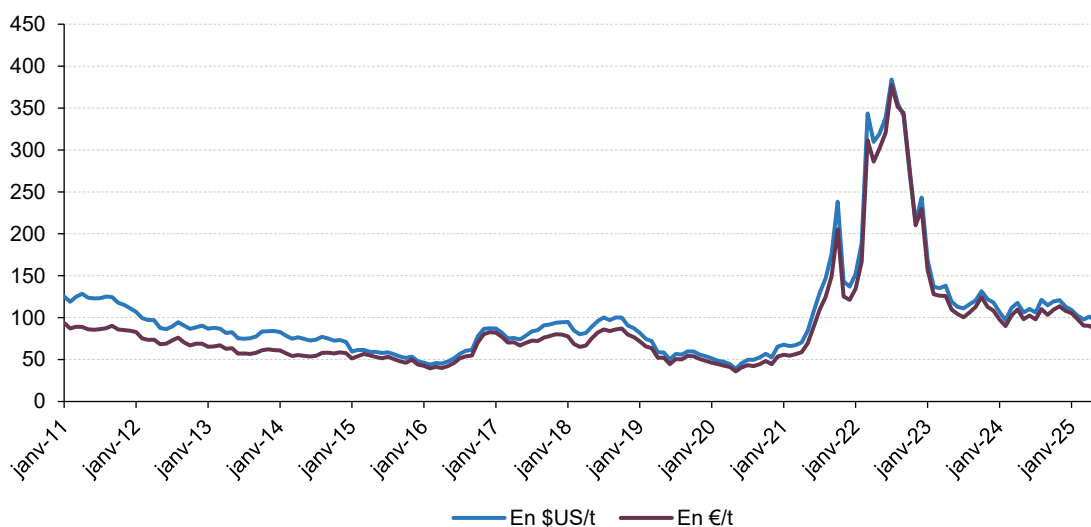
### 1.4.1 PRIX DE GROS DU CHARBON

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 moindres que le second, s'échange en général à des prix inférieurs.

Le cours moyen du charbon-vapeur s'établit à 104 €/t en 2024, soit une baisse de 12 % en un an, sans redescendre aux niveaux observés avant le début de la guerre en Ukraine. Il a été relativement stable au cours de l'année, entre une valeur minimale de 90 €/t en février et un pic à 114 €/t observé en novembre (figure 1.4.1.1).

**Figure 1.4.1.1 : prix à terme à un mois 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 34 €/MWh en 2024 (figure 1.4.1.2). Il diminue de 18 % en 2023, puis de 11 % en 2024, après avoir augmenté de manière inédite en 2022 en raison de la hausse du prix des énergies fossiles liée à la guerre en Ukraine. Il reste en 2024 à un niveau proche du double de sa valeur en 2019. Des quantités plus faibles de charbon dérivé, essentiellement du coke, ont été importées à un prix moyen de 58 €/MWh, également en baisse sur un an (- 7 %) mais toujours supérieur de 44 % à celui de 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**

En €/MWh

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Importations</b>	<b>19</b>	<b>14</b>	<b>19</b>	<b>46</b>	<b>38</b>	<b>34</b>
Charbon primaire	18	13	16	42	35	29
Charbon dérivé	40	31	36	70	62	58

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 29 €/MWh en moyenne en 2024 (*figure 1.4.2.1*). Ce prix moyen recule de 18 % sur un an, tout en restant bien supérieur au prix de 2021 (+ 66 %). Les producteurs d'électricité ou de chaleur, exclusivement consommateurs de charbon-vapeur, ont payé ce dernier 24 €/MWh en moyenne en 2024, un prix orienté à la baisse comme le prix des autres énergies fossiles, gaz et pétrole, auxquelles le charbon peut partiellement se substituer. Les prix des autres segments de consommation (industrie hors sidérurgie, résidentiel et tertiaire) se sont élevés en moyenne à 32 €/MWh pour le charbon primaire (- 15 % sur un an et + 68 % par rapport à 2019) et 49 €/MWh pour le charbon dérivé (en décroissance de 8 % sur un an, mais + 23 % depuis 2019). Les prix sont un peu moins volatils sur ces segments : ils avaient moins augmenté en 2022 et diminuent relativement moins en 2023 et 2024.

**Figure 1.4.2.1 : prix moyens à la consommation du charbon primaire et du charbon dérivé par secteur**

En €/MWh

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Consommation filière fonte</b>	<b>27</b>	<b>21</b>	<b>25</b>	<b>55</b>	<b>47</b>	<b>40</b>
Charbon primaire	20	14	17	40	35	29
Charbon dérivé	42	35	37	80	65	60
<b>Énergie (hors filière fonte)</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>17</b>	<b>38</b>	<b>33</b>	<b>24</b>
Charbon primaire	14	10	17	38	33	24
<b>Consommation finale totale</b>	<b>25</b>	<b>21</b>	<b>26</b>	<b>44</b>	<b>43</b>	<b>37</b>
Charbon primaire	19	16	21	39	38	32
Charbon dérivé	41	35	39	60	54	49

Source : SDES, Bilan de l'énergie

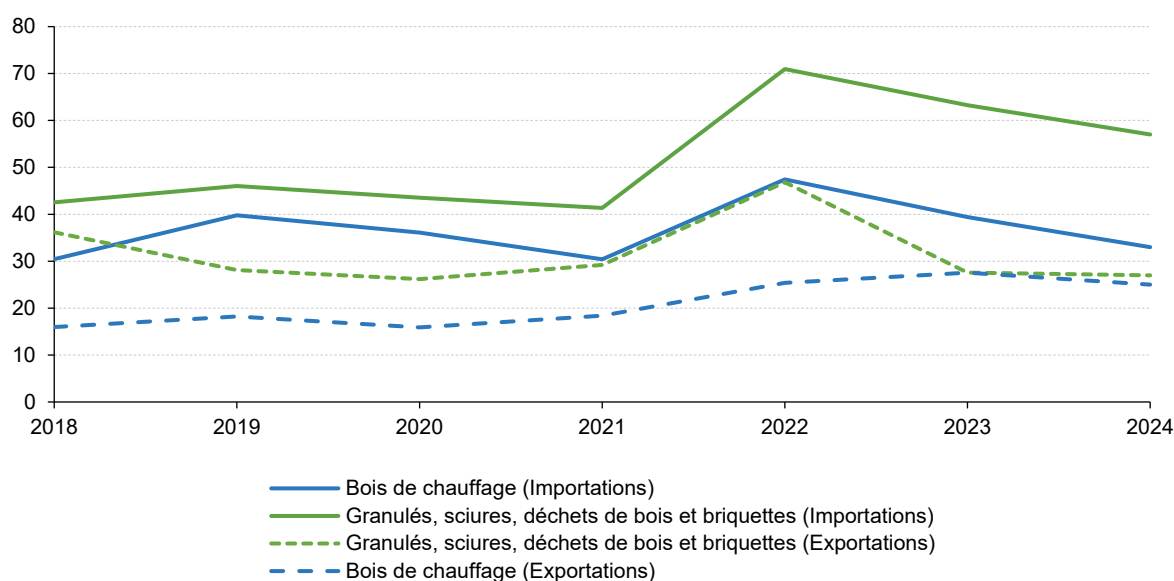
## 1.5 Le prix du bois diminue mais reste élevé en 2024

### 1.5.1 PRIX DES IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS

Les prix moyens à l'importation et à l'exportation du bois-énergie diminuent respectivement de 10 % et de 4 % entre 2023 et 2024, pour s'établir à 56 €/MWh et 26 €/MWh en moyenne en 2024. L'écart entre les prix moyens à l'importation et à l'exportation résulte notamment d'une part plus importante de granulés de bois dans les importations, plus coûteux que les autres catégories de bois-énergie (voir 2.3.4). Deux ans après la crise énergétique qui avait entraîné une importante augmentation de la demande en bois de chauffage (relativement moins cher que les autres énergies), les prix refluent mais ne reviennent pas pour autant à leurs niveaux d'avant les crises énergétique et sanitaire. Ainsi, le prix moyen d'importation du bois-énergie diminue de 19 % entre 2022 et 2024, avec une baisse du prix d'importation pour toutes les catégories de bois-énergie (figure 1.5.1.1), tandis que le prix moyen d'exportation reflue de 25 % sur deux ans. Par rapport à 2019, les prix moyens du bois-énergie augmentent respectivement de 23 % pour les importations et 12 % pour les exportations.

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

En €/MWh



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

### 1.5.2 PRIX POUR LE RÉSIDENTIEL

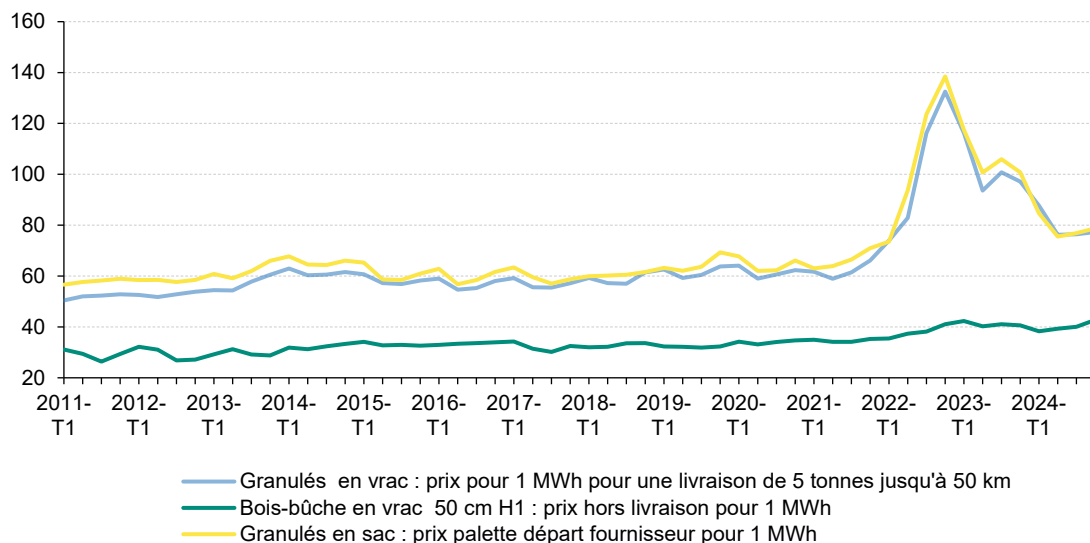
Le prix du bois-énergie consommé par les ménages présente une forte hétérogénéité, avec différents types de bois utilisés sous différentes formes. Leur observation est par ailleurs difficile compte tenu de l'importance du marché informel.

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 40 €/MWh en 2024, en baisse de 2 % par rapport à 2023, malgré une augmentation en fin d'année (figure 1.5.2.1). Les granulés de bois sont, quant à eux, de plus en plus consommés. D'utilisation plus aisée que les bûches, ils sont néanmoins plus chers que ces dernières. En moyenne sur l'année 2024, le prix des granulés en vrac (livraison comprise) s'élève ainsi à 79 €/MWh (- 22 % par rapport à 2023), tout comme le prix des granulés en sac (prix d'une palette départ fournisseur, - 26 % en moyenne annuelle). Cette baisse des prix des granulés est due à un déséquilibre entre une offre en expansion (avec l'ouverture de plusieurs sites de production en Europe, en

## partie 1 : les prix de l'énergie

particulier en France) et une demande plus atone (avec une baisse des ventes d'appareils de chauffage aux granulés), ainsi qu'à une diminution des coûts de production liée à la baisse du coût de l'électricité en 2024.

**Figure 1.5.2.1 : prix TTC du bois-énergie : circuits commerciaux**  
En €/MWh



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après enquête CEEB-Insee-Agreste

Beaucoup de ménages s'approvisionnent en bois sur le marché informel, à des prix pouvant être inférieurs à ceux des circuits commerciaux, voire parfois gratuitement<sup>2</sup>. Le prix moyen du bois-énergie acheté par les ménages qui achètent la totalité de leur consommation de bois, tous marchés confondus (formel et informel), s'élèverait à 52 €/MWh en 2024, contre 61 €/MWh en 2022 (soit une baisse de 15 % en deux ans).

Plus généralement, la dépense moyenne des ménages en bois-énergie (tous types d'approvisionnement confondus) est de 30 €/MWh en 2024, contre 36 €/MWh en 2023.

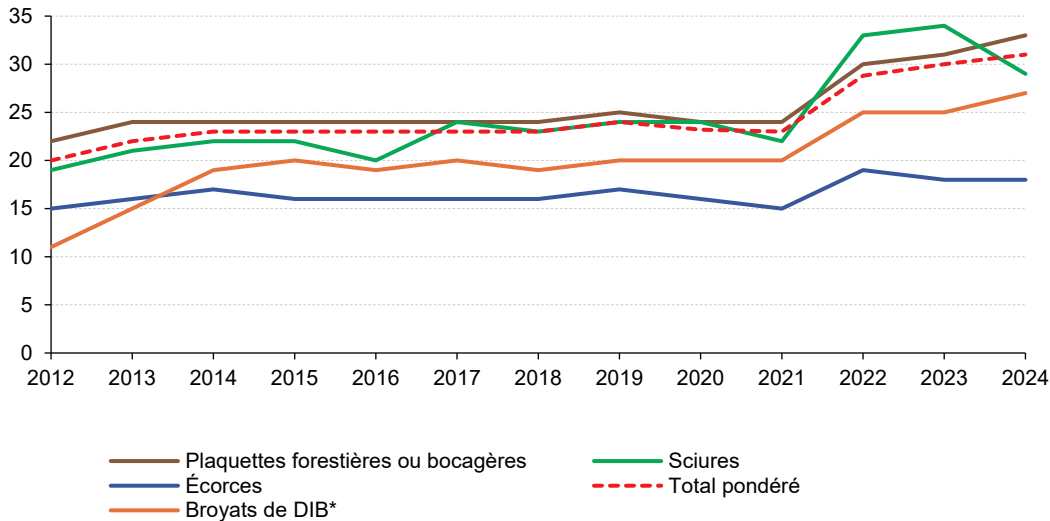
### 1.5.3 PRIX POUR LES PROFESSIONNELS

Le prix moyen des combustibles bois pour les professionnels, livraison comprise, atteint 31 €/MWh en 2024 (figure 1.5.3.1). Généralement stable, il augmente encore d'environ 3 %, après avoir augmenté de 4 % en 2023. 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.

<sup>2</sup> Source : enquête Logement Insee (2020) : les logements déclarant une consommation de bois sont répartis en trois catégories en fonction de leur source d'approvisionnement en bois : acheté en totalité / acheté partiellement / obtenu gratuitement.

## partie 1 : les prix de l'énergie

**Figure 1.5.3.1 : prix HTVA des combustibles bois avec livraison pour les chaufferies professionnelles**  
En €/MWh



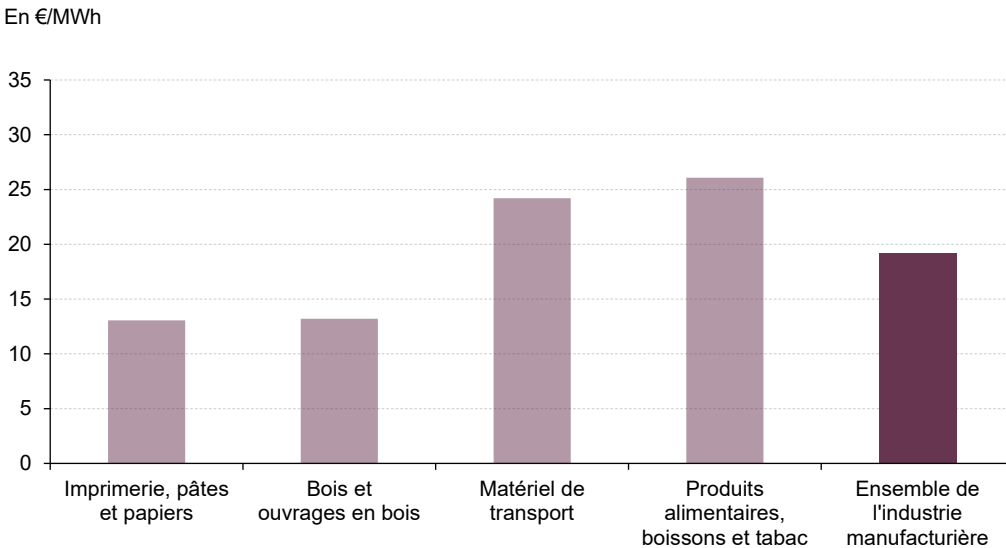
\* DIB = déchets industriels banals.

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 2013-2024

Les disparités entre secteurs d'activité sont également marquées, notamment au sein de l'industrie manufacturière. Le prix moyen des achats de bois à usage énergétique dans le secteur des produits alimentaires, boissons et tabac est ainsi deux fois supérieur (26 €/MWh en 2024) à celui du bois et ouvrages en bois (13 €/MWh en 2024) - (figure 1.5.3.2). Le prix moyen dans l'ensemble de l'industrie manufacturière s'élève à 19 €/MWh en 2024.

**Figure 1.5.3.2 : prix HTVA des combustibles bois pour les établissements industriels de plus de 20 salariés en 2024**  
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 2024.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après Insee-EACEI

## 1.6 Baisse générale des prix des biocarburants en 2024

En 2024, les prix à l'importation et à l'exportation du biodiesel diminuent respectivement de 24 % et de 8 % par rapport à 2023, pour atteindre 1 326 €/tep et 1 301 €/tep en 2024. De même, les prix à l'importation et à l'exportation des bioessences baissent respectivement de 21 % (1 619 €/tep pour les importations en 2024) et de 24 % (1 190 €/tep pour les exportations en 2024) - (figure 1.6.1). Alors que le prix des importations était globalement moins élevé que celui des exportations, le rapport s'est inversé depuis 2022. Pour le biodiesel, cela s'explique notamment par une hausse relative du prix du B100 à l'importation, accentuée par l'augmentation de la part de ce type de biocarburant dans le total importé. Pour les bioessences, la part dans les importations du bioéthanol pur, plus onéreux que les autres bioessences, a également augmenté dans les années les plus récentes.

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

En euros par tep

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Importations</b>	<b>1 110</b>	<b>946</b>	<b>822</b>	<b>845</b>	<b>862</b>	<b>934</b>	<b>887</b>	<b>811</b>	<b>1 280</b>	<b>2 014</b>	<b>1 804</b>	<b>1 404</b>
Bioessences	1 239	1 217	1 016	873	944	1 005	1 027	1 017	1 262	1 925	2 052	1 619
Biodiesel	1 096	926	799	843	858	930	872	781	1 283	2 011	1 735	1 326
<b>Exportations</b>	<b>1 257</b>	<b>1 095</b>	<b>1 066</b>	<b>1 055</b>	<b>1 066</b>	<b>972</b>	<b>989</b>	<b>1 055</b>	<b>1 478</b>	<b>1 989</b>	<b>1 441</b>	<b>1 285</b>
Bioessences	1 282	1 116	1 141	1 135	1 125	1 081	1 182	1 243	1 740	2 013	1 561	1 190
Biodiesel	1 105	1 015	895	965	1 040	939	945	1 008	1 439	1 986	1 416	1 301

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

### Une fiscalité spécifique pour encourager le recours aux biocarburants

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 CO<sub>2</sub> du transport routier, engendre un coût pour la collectivité. Le partage de ce coût entre les consommateurs et l'État dépend de la fiscalité mise en place.

Deux dispositifs fiscaux soutiennent le développement des biocarburants. Le premier est la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports (Tiruert)<sup>3</sup>. Ce dispositif incitatif fixe des objectifs d'incorporation de biocarburants au-delà desquels le montant dû au titre de cette taxe est nul pour le redevable. La seconde est l'accise sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons<sup>4</sup> qui possède un tarif particulier pour les carburants à haute teneur en biocarburants (ED95, B100 et E85 notamment).

<sup>3</sup> La Tiruert est la nouvelle dénomination, applicable depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2022, de l'ancienne taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (Tirib).

<sup>4</sup> Anciennement TICPE, taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques.

## partie 1 : les prix de l'énergie

**Figure 1.6.2 : approvisionnement des carburants fossiles et des biocarburants par type de carburant (en euros courants)**

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Gazole fossile	EnMtep	40,9	42,4	42,7	42,6	41,0	40,2	37,1	36,1	32,6	34,1	33,6	32,9	32,0
	EnM€	31 096	30 125	27 651	19 730	15 613	18 323	21 568	21 050	14 719	19 833	42 723	32 702	27 706
	En€/tep	759	710	648	463	381	456	581	583	451	582	1 271	995	866
Essence fossile	EnMtep	8,6	8,1	8,4	8,6	8,4	9,1	9,3	8,9	7,3	8,6	9,5	9,7	9,9
	EnM€	6 770	5 963	5 725	4 603	3 723	4 713	5 309	5 007	2 626	3 374	8 854	7 363	6 754
	En€/tep	788	737	683	535	442	516	569	560	358	392	930	759	682
Biodiesel	EnMtep	2,3	2,3	2,5	2,6	2,6	2,8	2,8	2,8	2,4	2,5	2,5	2,7	2,8
	EnM€	2 651	2 477	2 317	2 243	2 449	2 589	2 603	2 488	1 981	3 490	5 273	4 578	4 011
	En€/tep	1 165	1 080	912	875	927	926	926	887	841	1 417	2 131	1 688	1 414
Bioessences	EnMtep	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9
	EnM€	507	461	374	455	423	537	523	746	638	952	1 531	1 461	1 238
	En€/tep	1 260	1 171	904	1 049	892	996	893	1 142	1 129	1 330	1 802	1 730	1 360

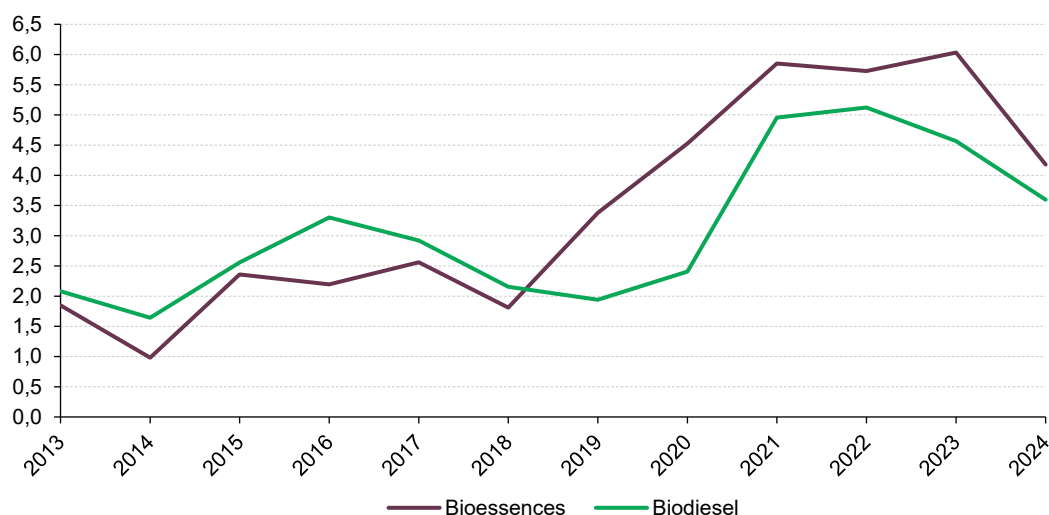
Note : le montant monétaire de la production est calculé à partir des prix moyens à la production dans l'Union européenne publiés dans les Perspectives agricoles de l'OCDE et de la FAO pour le biodiesel et le bioéthanol. Le prix de production des bioessences est supposé égal à celui du bioéthanol.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après données Douanes, Perspectives agricoles de l'OCDE et de la FAO, prix de marché de Rotterdam

En 2024, le prix moyen d'approvisionnement, qui reflète le prix de production et le prix des importations (*voir encadré*), du biodiesel (*figure 1.6.2*) est supérieur de 63 % à celui du gazole fossile (1 414 €/tep contre 866 €/tep) tandis que celui des bioessences est deux fois supérieur à celui de l'essence fossile (1 360 €/tep contre 682 €/tep). L'écart de prix entre les biocarburants et les carburants fossiles diminue sur un an pour les deux types de biocarburants. En effet, si les prix d'approvisionnement des carburants fossiles restent à des niveaux supérieurs à la période antérieure à la crise énergétique, ils poursuivent la baisse amorcée depuis le pic atteint en 2022. Les prix d'approvisionnement des biocarburants accusent une baisse relativement plus forte (- 21 % pour les bioessences contre - 10 % pour l'essence fossile, et - 16 % pour le biodiesel contre - 13 % pour le diesel fossile). Cet écart de dynamique explique la baisse du surcoût effectif associé pour les deux types de biocarburants (*voir encadré*). Il diminue de 31 % pour redescendre à 4,2 c€/l pour les bioessences, tandis que le surcoût effectif pour le biodiesel diminue de 19 % pour atteindre 3,6 c€/l (*figure 1.6.3*). Les surcoûts effectifs du biodiesel et des bioessences restent toutefois supérieurs à leur moyenne sur la période 2012-2020 en raison du niveau élevé des cours des biocarburants depuis 2021.

## partie 1 : les prix de l'énergie

**Figure 1.6.3 : surcoût effectif dû à l'incorporation des biocarburants par litre de carburant**  
En centimes d'euros (courants) hors TVA par litre de carburant



Source : SDES, Bilan de l'énergie

### Méthodologie de calcul du surcoût effectif d'incorporation des biocarburants

Le surcoût effectif d'incorporation des biocarburants est le rapport entre le coût total d'incorporation des biocarburants et la consommation de carburants routiers. Il représente, pour un litre de carburant routier, le surcoût moyen en euros que doit payer le consommateur. Il est calculé pour chaque type de carburant (essence et gazole).

Le surcoût d'incorporation se calcule comme la différence entre le prix d'approvisionnement des biocarburants et des carburants fossiles, multipliée par la part de biocarburant dans la consommation totale de carburant (fossile et bio) en France métropolitaine.

$$\text{surcoût}_{\text{€L}} = \frac{\text{Conso bio}_{\text{Mtep}}}{\text{Conso totale (bio et non bio)}_{\text{L}}} \times (\text{prix approvisionnement bio}_{\text{€Mtep}} - \text{prix approvisionnement fossile}_{\text{€Mtep}})$$

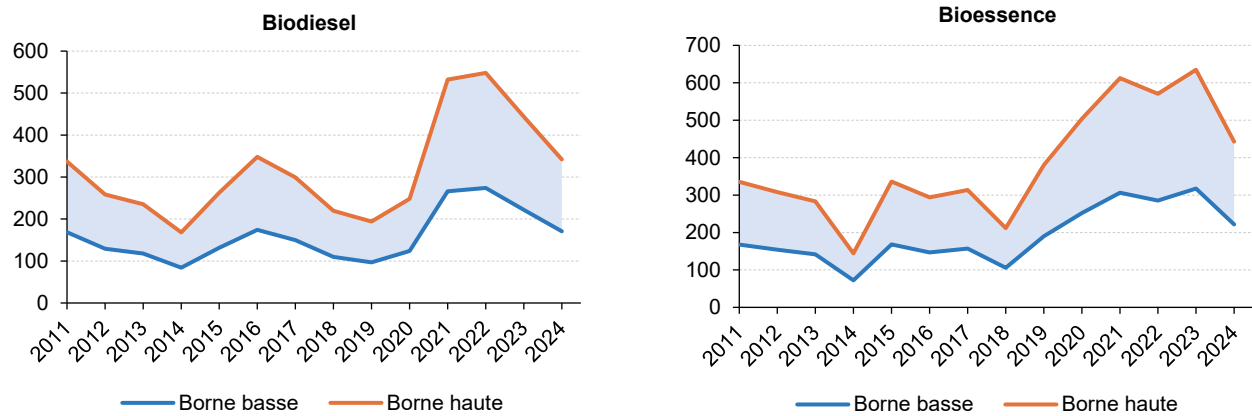
Le prix d'approvisionnement est un prix implicite qui rapporte la valeur de l'approvisionnement à la quantité correspondante. L'approvisionnement est calculé en quantité et en valeur monétaire comme la somme de la production, du solde du commerce extérieur et du déstockage net. Il est exprimé en euros par tep (figure 1.6.2).

## partie 1 : les prix de l'énergie

À partir de ces surcoûts, il est possible d'estimer le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée par l'incorporation de biocarburants. L'utilisation de biocarburant plutôt que de carburant classique est censée diminuer les émissions de CO<sub>2</sub> entre 50 % (seuil de durabilité fixé par la législation européenne) et 100 %. Si l'on rapporte le surcoût du biocarburant par rapport au carburant classique aux émissions ainsi évitées, le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée s'élèverait ainsi en 2024 entre 175 €/tCO<sub>2</sub> et 349 €/tCO<sub>2</sub> pour le biodiesel, et entre 221 €/tCO<sub>2</sub> et 443 €/tCO<sub>2</sub> pour les bioessences (figure 1.6.4). Ce coût diminue pour le biodiesel et des bioessences du fait de la baisse plus importante dans l'absolu du prix du biodiesel par rapport à celui du diesel fossile. Les coûts estimés ici ne prennent pas en compte les émissions indirectes liées au changement d'affectation des sols ou à l'exploitation des produits agricoles et seraient supérieurs si c'était le cas.

**Figure 1.6.4 : coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée par l'incorporation des biocarburants**

En euros courants par tonne de CO<sub>2</sub> évitée



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

## 1.7 En 2024, la baisse des prix de gros de l'électricité se répercute dans tous les secteurs de consommation finale sauf le résidentiel

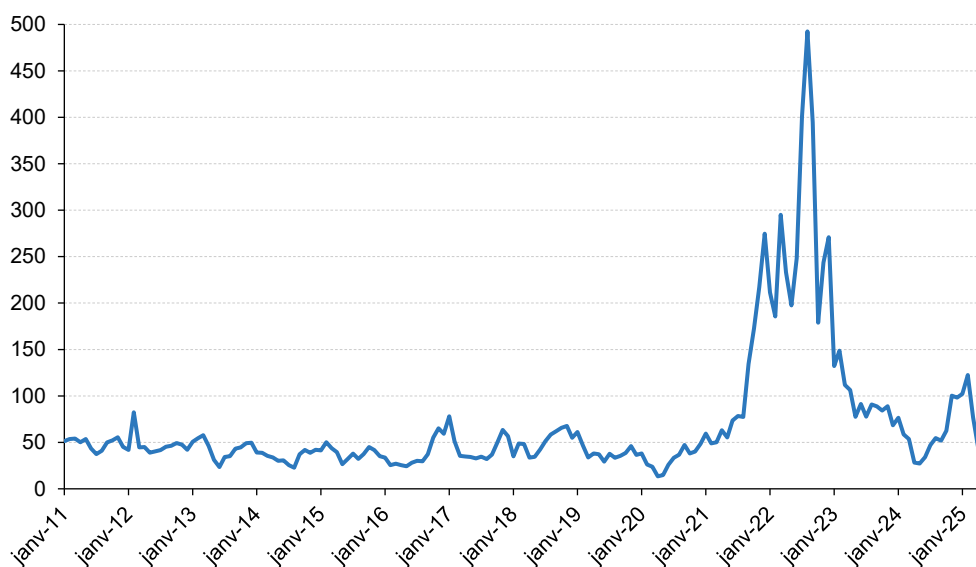
### 1.7.1 PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

L'électricité peut s'échanger de gré à gré ou sur des bourses. Deux bourses opèrent sur le marché français : *European Power Exchange (EpeX) Spot* et *Nord Pool Spot*, depuis mi-2019. 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 atteint 57,7 €/MWh en moyenne en 2024, en baisse de 41 % par rapport à 2023. Le prix moyen sur l'année est divisé par près de cinq par rapport à son niveau record enregistré en 2022 (279,4 €/MWh) et se rapproche de son niveau antérieur aux crises sanitaire et énergétique (39,5 €/MWh en 2019). La poursuite du reflux du prix de l'électricité en 2024 s'explique d'abord par l'amélioration de la production d'électricité en France, grâce à une meilleure disponibilité du parc nucléaire (*voir 2.2.2*) et à la croissance de la production d'électricité renouvelable. Le prix du gaz, utilisé généralement par la dernière centrale électrique européenne appelée en cas de pic de demande d'électricité, diminue également entre 2023 et 2024. Enfin, la consommation d'électricité reste modérée.

Le prix spot a été particulièrement bas (inférieur à 50 €/MWh) entre avril et juillet 2024, avant de fortement augmenter au cours de l'hiver 2024-2025 en raison des conditions météorologiques qui ont accru la demande d'électricité et limité la production d'origine renouvelable en Europe. Ainsi, le prix spot a dépassé 100 €/MWh en novembre 2024 et 120 €/MWh en février 2025 (*figure 1.7.1.1*).

**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

Les prix à terme de l'électricité, qui reflètent les anticipations des acteurs du secteur, se replient également fortement en 2024. Le prix à terme moyen pour l'année suivante (« Y+1 ») de l'électricité en base passe ainsi de 163 €/MWh en 2023 à 77 €/MWh en 2024. Toutefois, ce prix à terme demeure élevé par rapport aux années 2010 : il était en moyenne de 42 €/MWh entre 2014 et 2019.

En 2024, la France exporte l'électricité au même prix moyen que celui auquel elle l'importe, soit 58 €/MWh (figure 1.7.1.2). Les prix de l'électricité importée et exportée diminuent très nettement par rapport à 2023 : ils sont respectivement divisés par 1,9 et 1,6. Les années précédentes, le prix de l'électricité exportée était inférieur au prix de l'électricité importée. D'une part, 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). D'autre part, le chauffage électrique étant particulièrement développé, la France importe en général en hiver durant les périodes de forte consommation (matinée et début de soirée), lorsque l'électricité est la plus chère. En 2024, les prix moyens de l'électricité à l'importation et à l'exportation sont identiques car le prix spot a davantage diminué en France que dans les pays voisins, et la saisonnalité des prix a légèrement évolué (en particulier, les prix de l'électricité ont été relativement élevés l'été en Espagne en raison d'une demande forte pour les besoins de climatisation).

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

En €/MWh

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Importations	47	40	144	308	113	58
Exportations	38	30	89	233	90	58

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après 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. Tout d'abord, certaines filières de production, que l'État souhaite développer, bénéficient de compléments de rémunération ou d'obligations d'achat leur garantissant un tarif défini sur une période de 10 à 20 ans. Ce dernier dispositif, établi dans une logique de couverture de coûts, est très différencié selon les filières (figure 1.7.1.3). Parmi les installations bénéficiant d'obligations d'achat, les rémunérations les plus basses concernent la filière d'incinération des déchets ménagers (70 €/MWh), suivie par la petite hydraulique (105 €/MWh, les grandes installations hydrauliques ne bénéficiant pas de soutien public) et l'éolien (112 €/MWh), alors que la production photovoltaïque bénéficie de la rémunération moyenne la plus élevée, à 270 €/MWh en 2024. Si la rémunération moyenne de la production photovoltaïque diminue tendanciellement depuis 2018 du fait de l'arrivée à échéance des contrats d'obligations d'achat les plus anciens et avantageux, elle se stabilise en 2023 puis augmente légèrement en 2024 (+ 2 €) du fait de la résiliation anticipée de contrats d'achat relativement moins avantageux que les prix du marché, dans un contexte de prix de l'électricité particulièrement élevés en 2022 et 2023. Ce phénomène de résiliations anticipées contribue également à expliquer la constance ou la progression des rémunérations moyennes des autres filières d'énergies renouvelables électriques entre 2022 et 2024.

**Figure 1.7.1.3 : rémunérations moyennes des installations en activité bénéficiant d'obligations d'achat**

En €/MWh

	2020	2021	2022	2023	2024
Photovoltaïque	289	273	268	268	270
Éolien	91	84	95	104	112
Hydraulique	82	79	91	105	105
Biogaz	168	166	186	211	212
Incinération	60	59	61	66	70
Biomasse	150	140	158	178	177
Toutes installations	147	160	195	199	206

Note : les installations considérées étant sous obligation d'achat, la rémunération est égale au tarif d'achat. 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 : SDES, Bilan de l'énergie, d'après EAPE, CRE

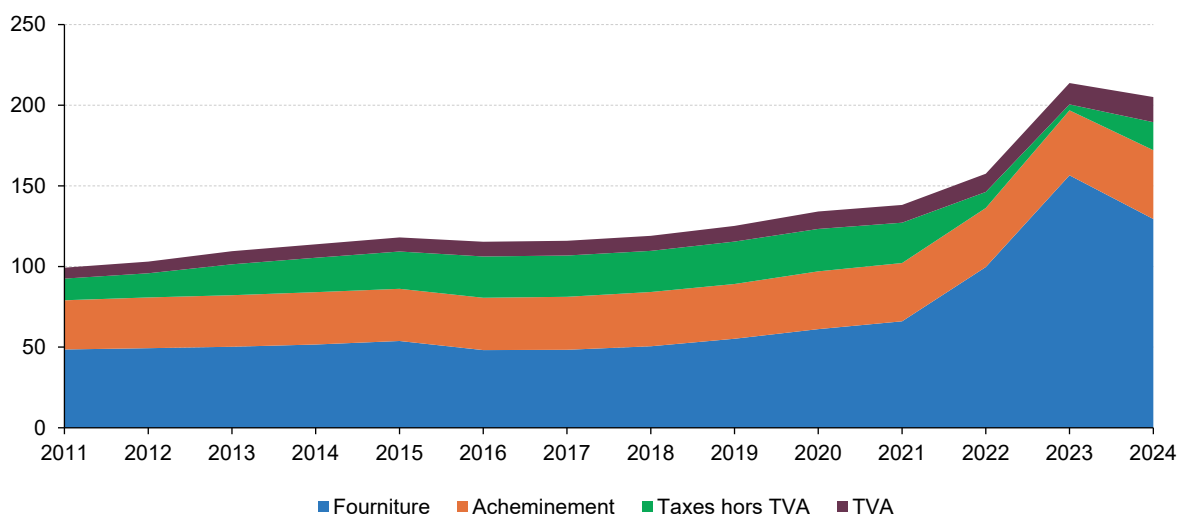
## partie 1 : les prix de l'énergie

Par ailleurs, dans le but d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier à l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électro-nucléaire français, tous les opérateurs fournissant de l'électricité à des consommateurs finaux résidant en France bénéficient depuis juillet 2011 du dispositif de « l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique » (Arenh), mis en place pour une durée de 15 ans et prenant fin au 31 décembre 2025. Ce dispositif permet aux consommateurs d'électricité de bénéficier, par l'intermédiaire de leur fournisseur d'électricité, d'une partie de la production nucléaire au prix de 42 €/MWh pour une partie de leur consommation et selon leur profil de consommation, dans la limite d'un volume global de production nucléaire.

### 1.7.2 PRIX À LA CONSOMMATION DE L'ÉLECTRICITÉ

En 2024, les prix de l'électricité payés par les consommateurs diminuent de 4 % après avoir fortement augmenté en 2022 (+ 14 %) et 2023 (+ 36 %), mais restent à un niveau largement supérieur à ceux connus avant la crise énergétique. Les prix aux consommateurs finaux sont en partie déterminés par les prix à terme (Y+1) sur les marchés de gros, qui ont baissé de 276 €/MWh en moyenne en 2022 à 97 €/MWh en 2023, agissant directement sur la composante « fourniture ». Cependant, la sortie progressive du bouclier tarifaire, qui se traduit par une hausse de la fiscalité, modère la baisse des prix. L'électricité est payée en moyenne 205 €/MWh, tous consommateurs (à l'exception de la branche électricité) et tous types d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus, contre 214 €/MWh en 2023 (ce prix inclut la TVA uniquement pour les ménages).

**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. Les chèques énergie et les guichets d'aide ne sont pas inclus.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

Le prix comprend une composante « fourniture », une composante « acheminement » et les taxes (figure 1.7.2.1). 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, des coûts de commercialisation (incluant les certificats d'économie d'énergie) et de la rémunération du fournisseur (marge). En 2024, elle s'élève en moyenne à 129 €/MWh, en baisse de 17 % sur un an. C'est la seule composante orientée à la baisse en raison de la détente des prix à terme (Y+1) sur les marchés de gros en 2023. Cependant, les coûts de fourniture demeurent à un niveau très élevé après trois années de forte hausse entre 2021 et 2023 : ils ont plus que doublé par rapport à leur niveau de 2019 (129 €/MWh en moyenne en 2024, contre 55 €/MWh en 2019).

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

## partie 1 : les prix de l'énergie

tension, quel que soit leur fournisseur d'énergie. Il vise à couvrir les coûts des activités des gestionnaires de réseau de transport (RTE) et de distribution (Enedis, entreprises locales de distribution, etc.), c'est-à-dire les charges du système électrique (dont les pertes réseau) mais aussi les coûts de développement, d'exploitation et d'adaptation à la transition énergétique des réseaux. Le barème du Turpe est réglementé et fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le Turpe s'élève à 43 €/MWh en moyenne en 2024 et augmente de 5,9 % par rapport à 2023, après une hausse de 10,1 % entre 2022 et 2023. Cette hausse est liée à l'augmentation de 6,5 % du barème du Turpe au 1<sup>er</sup> août 2023, dont les deux tiers (4,2 points) correspondent à l'inflation prévisionnelle pour 2023. Les effets de cette augmentation se répercutent sur le prix payé en 2024.

Les taxes comprennent, outre la TVA, l'accise sur l'électricité, anciennement dénommée TICFE, et la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). La sortie progressive du bouclier tarifaire mis en place durant la crise énergétique pour modérer le prix se traduit par un retour par paliers vers une situation normale en matière de fiscalité. Ainsi, le tarif d'accise, qui avait été limité à son minimum communautaire, 1 €/MWh pour les particuliers et 0,50 €/MWh pour les entreprises depuis le 1<sup>er</sup> février 2022, augmente fortement en 2024, sans encore atteindre les tarifs en vigueur avant 2022. Les tarifs augmentent uniformément de 20 €/MWh au 1<sup>er</sup> février 2024, à 20,5 €/MWh pour les entreprises et 21 €/MWh pour les particuliers. Cependant, les entreprises bénéficiant de tarifs réduits, notamment les industries électro-intensives, conservent un tarif réduit à 0,50 €/MWh. Les taxes hors TVA progressent de ce fait de 3,7 €/MWh en moyenne en 2023, à 17,4 €/MWh en 2024, mais restent inférieures au niveau de 2021 (25,0 €/MWh). En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), les taxes s'élèvent, au total, à 32,9 €/MWh.

**Figure 1.7.2.2 : prix moyen de l'électricité par secteur**  
En €/MWh

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Énergie (hors électricité)	74	76	77	78	71	69	74	80	86	89	119	172	126
Consommation finale TTC*	104	110	114	119	116	117	120	126	135	139	158	215	207
Agriculture-pêche	90	92	105	109	112	114	122	128	133	145	156	255	224
Industrie	68	71	72	72	66	64	67	71	74	82	112	162	121
Transports	55	54	54	54	49	47	52	53	66	73	110	147	141
Tertiaire	97	103	108	112	105	107	108	115	120	123	144	236	194
Résidentiel HTVA	118	125	133	138	140	141	146	152	161	165	177	202	239
Résidentiel TTC	138	147	157	162	165	166	171	178	189	193	207	236	280
Tous secteurs HTVA	96	101	105	109	106	107	110	115	123	127	146	201	190
Tous secteurs TTC*	103	109	114	118	115	116	119	125	134	138	158	214	205

\* La TVA est incluse uniquement pour le secteur résidentiel, étant déductible pour les entreprises. Les chèques énergie et les guichets d'aide ne sont pas inclus.

Note : la branche électricité et l'autoconsommation sont exclues du champ.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

En 2024, l'évolution des prix sectoriels de l'électricité est contrastée avec de fortes baisses pour les entreprises et la poursuite de la tendance haussière pour les ménages. Au total, le prix moyen HTVA tous secteurs confondus est de 190 €/MWh, en baisse de 5,7 % par rapport à 2023 (figure 1.7.2.2).

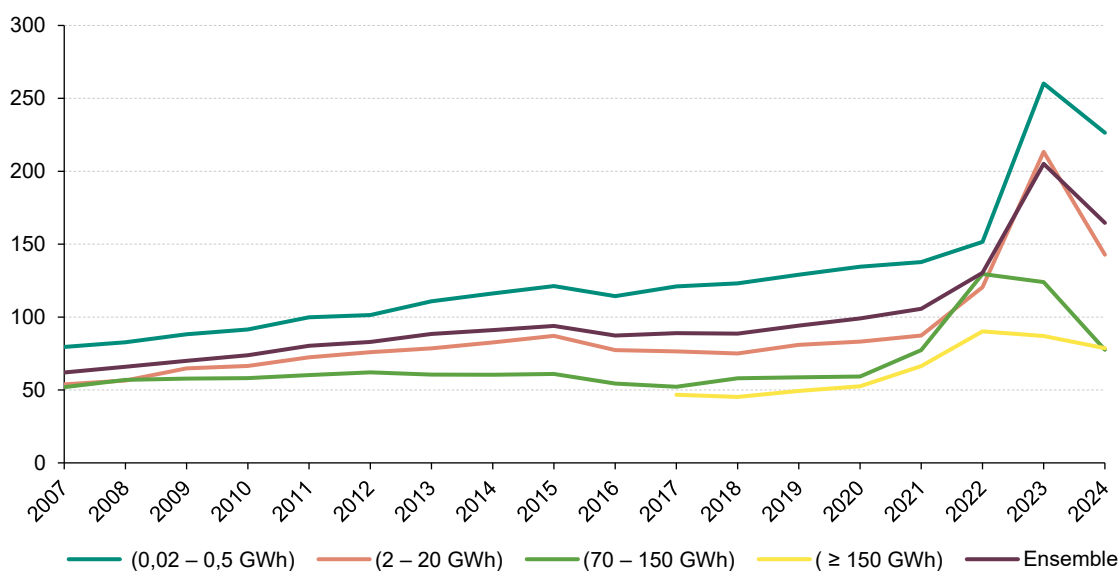
Les prix TTC dans le secteur résidentiel augmentent de 18,4 % par rapport à 2023, à 280 €/MWh. Cette augmentation s'explique à la fois par la hausse de la fiscalité et par l'augmentation des coûts de fourniture, la transmission des prix du marché de gros, qui ont atteint un pic en 2022, étant plus lente pour les petits consommateurs. Toutefois, les chèques énergie ont allégé la facture pour les ménages les plus modestes. En ce qui concerne les entreprises, les prix baissent en moyenne de 17,8 % sur un an, à 194 €/MWh dans le secteur tertiaire, et de 25,3 %, à 121 €/MWh dans l'industrie. Ce dernier secteur concentre les entreprises bénéficiant de tarifs réduits d'accise qui ne sont pas touchées par la hausse de la fiscalité. Cependant, la crise énergétique a révélé une hétérogénéité des situations de chaque entreprise, notamment en matière de durée de contrat, de nature du prix (fixe ou variable), qui implique une dispersion forte des prix et de leur évolution au sein d'une même catégorie. Les baisses de prix constatées pour les entreprises sont moins fortes dans les autres secteurs : - 11,9 % sur un an dans l'agriculture et la pêche, à 224 €/MWh en moyenne, et - 3,7 %, à 141 €/MWh, dans les transports.

Dans le détail, les prix baissent davantage pour les entreprises faiblement à moyennement consommatrices (figure 1.7.2.3). En effet, les entreprises les plus consommatrices voient leur prix s'ajuster plus rapidement aux prix des marchés de gros. Ces dernières ont subi les hausses les plus fortes en 2022, ce qui a conduit à une convergence

## partie 1 : les prix de l'énergie

des prix entre les « petits » et les « gros » consommateurs. Leur prix a baissé en 2023 alors qu'il continuait à augmenter pour les entreprises faiblement à moyennement consommatrices. En 2024, ces dernières voient leur prix diminuer davantage que celui des entreprises fortement consommatrices : baisse de 33 % en 2024, à 143 €/MWh, pour les entreprises consommant de 2 à 20 GWh, contre - 10 %, à 79 €/MWh, pour celles consommant plus de 150 GWh.

**Figure 1.7.2.3 : évolution du prix hors TVA de l'électricité pour les entreprises en France par niveau de consommation annuel**  
En €/MWh

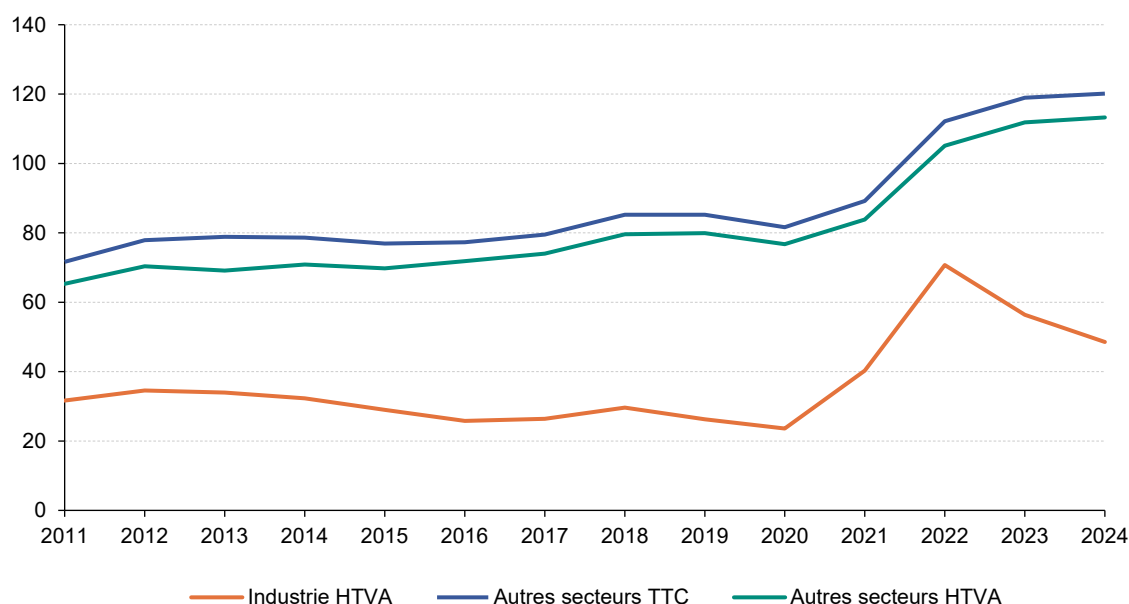


Source : SDES, enquête Transparence des prix du gaz et de l'électricité

## 1.8 Le prix de la chaleur baisse dans l'industrie et se stabilise dans les autres secteurs

Le prix hors TVA de la chaleur achetée par les consommateurs industriels s'élève à 48,5 €/MWh en 2024 (figure 1.8.1), en baisse, pour la deuxième année consécutive, de 13,9 % par rapport à 2023, après une diminution de 20,3 % entre 2022 et 2023. Malgré cette baisse, le prix moyen de la chaleur achetée par les consommateurs industriels est supérieur de 85 % à celui de 2019. Cette chaleur peut être distribuée soit via un réseau, soit dans la cadre d'une relation exclusive entre un producteur et un acheteur unique.

**Figure 1.8.1 : évolution du prix de la chaleur commercialisée**  
En €/MWh



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après EARCF et EACEI

Le prix TTC 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 120 €/MWh en 2024 (113 €/MWh HTVA). En hausse de 1,0 % par rapport à 2023, ce prix a augmenté de 42 % entre 2019 et 2024.

Le taux de TVA moyen sur la chaleur distribuée par les réseaux diminue légèrement, passant de 6,3 % en 2023 à 6,1 % en 2024. Les réseaux utilisant une part majoritaire d'énergies renouvelables et de récupération bénéficient d'un taux de TVA réduit. Depuis 2019, le taux de TVA moyen oscille dans une fourchette allant de 6,1 à 6,7 %.

partie 2

# L'approvisionnement énergétique

— Le taux d'indépendance énergétique de la France s'établit à 61,0 % en 2024, en hausse de 4,6 points en un an en raison d'une augmentation de la production primaire (+ 10,2 %) plus importante que celle de la demande. L'amélioration de la disponibilité des centrales nucléaires et la forte croissance des énergies renouvelables électriques, favorisées par la progression des parcs éolien et photovoltaïque et des conditions météorologiques particulièrement favorables à l'hydroélectricité, expliquent la forte augmentation de la production primaire. En conséquence, le déficit des échanges extérieurs physiques diminue nettement (- 9,8 % entre 2023 et 2024). La facture énergétique de la France continue de refluer après avoir atteint un niveau historique en 2022. Toutes énergies confondues, elle s'élève à 58 Md€ en 2024.



## 2.1 Le taux d’indépendance énergétique atteint un record en raison du rebond de la production primaire

En 2024, la production d’énergie primaire s’élève à 1 572 TWh en France entière (*voir méthodologie*), en hausse de 10,2 % par rapport à 2023 (*figure 2.1.1*). Elle atteint ainsi un niveau supérieur à ceux de 2019 et 2021. La croissance de la production primaire s’explique principalement par le rebond de la production nucléaire : après avoir nettement diminué en 2022, la production nucléaire continue de rebondir en 2024 (+ 12,5 % par rapport à 2023 et + 29 % par rapport à 2022) en raison d’une meilleure maîtrise des interventions en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte identifié en 2021, mais demeure inférieure à la production des années précédant la crise sanitaire.

La production primaire d’électricité renouvelable est en forte hausse (+ 10,4 % par rapport à 2023, à 144 TWh en 2024). En particulier, la production hydraulique augmente fortement en 2024 (+ 27,2 % par rapport à 2023) en raison de conditions météorologiques très favorables et atteint 71 TWh, un niveau de production qui n’avait pas été atteint depuis 2013. Malgré une progression des capacités éoliennes installées, la production de cette filière diminue de 7,7 % par rapport à une année 2023 exceptionnellement venteuse, pour s’établir à 48 TWh en 2024. Enfin, la capacité installée de la filière photovoltaïque progresse de 27 % entre 2023 et 2024, mais l’augmentation de la production est moindre (+ 10,1 % par rapport à 2023, à 24,9 TWh en 2024) en raison d’un ensoleillement historiquement bas.

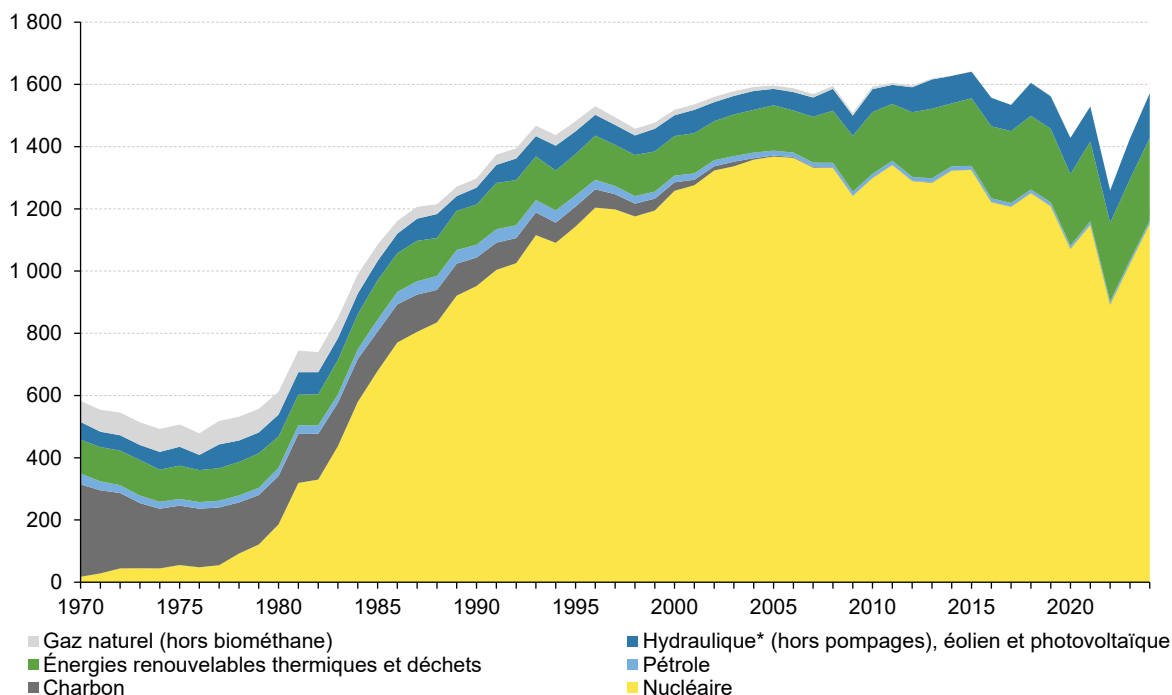
La production primaire d’énergies renouvelables thermiques et issues de la valorisation des déchets s’accroît également (+ 1,6 % par rapport à 2023), pour atteindre 265 TWh en 2024. La production des pompes à chaleur augmente (+ 4,2 %, à 52 TWh) en raison d’une progression du nombre d’équipements stimulée par les aides à la rénovation. Après un recul en 2023, la production d’énergie à partir de déchets industriels et ménagers, dont une partie est renouvelable, progresse à nouveau en 2024 (+ 7 %, à 37 TWh). La production de biogaz ralentit légèrement mais reste très dynamique (+ 13,2 %, à 25 TWh). En raison d’un hiver plus doux qui a limité les besoins de chauffage, notamment dans le secteur résidentiel, la production de biomasse solide diminue légèrement (- 2,1 %, à 121 TWh). Enfin, la production de biocarburants connaît également une légère baisse (- 1 %, à 22 TWh).

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

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique

**Figure 2.1.1 : production primaire d’énergie**

En TWh



\* Y compris énergies marines.

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

La production primaire augmentant plus vite que la consommation primaire, le taux d'indépendance énergétique de la France, rapport de ces deux grandeurs, gagne 4,6 points, pour s'établir à 61,0 % (figure 2.1.2). Cet indicateur dépasse de cinq points son niveau maximal d'avant les crises sanitaire et énergétique. L'approvisionnement pour satisfaire la demande d'énergie repose donc moins en 2024 que les années précédentes 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, à 1 059 TWh, diminue en effet de 9,8 % par rapport à 2023 et de 20,7 % par rapport à 2022.

Les entrées nettes<sup>1</sup> de gaz naturel sur le territoire se replient (- 14,7 % par rapport à 2023, à 321 TWh en pouvoir calorifique supérieur en 2024) en raison de la modération de la demande de gaz naturel et du haut niveau de soutirages dans les stocks. Les importations (nettes du transit) de gaz naturel liquéfié (GNL) diminuent davantage (- 13,3 % entre 2023 et 2024) que celles de gaz gazeux (- 4,5 %). Le GNL représente désormais 57 % des importations, une part en légère baisse par rapport à 2022 et 2023 mais nettement supérieure à celle des années antérieures (35 % en 2021). La Norvège demeure le premier fournisseur de la France (40 % du gaz naturel importé, très majoritairement sous forme gazeuse) devant les États-Unis et la Russie (respectivement 21 % et 18 %, quasi exclusivement sous forme liquéfiée). Les exportations de gaz naturel restent à un niveau élevé en 2024 (159 TWh PCS), en lien avec la forte croissance des importations de GNL qui sont en partie réexportées, sous forme de gaz gazeux, vers les autres pays européens.

Les achats de pétrole brut diminuent (- 2 % par rapport à 2023, à 529 TWh en 2024), tout comme les importations nettes de produits raffinés (- 3,5 %, à 262 TWh). L'embargo sur le pétrole russe conduit à une modification des approvisionnements : les importations depuis la Russie, qui fournissait 5,2 % du pétrole brut et 16,2 % du pétrole raffiné importés en France en 2022, ont cessé depuis 2023. En 2024, le pétrole brut importé en

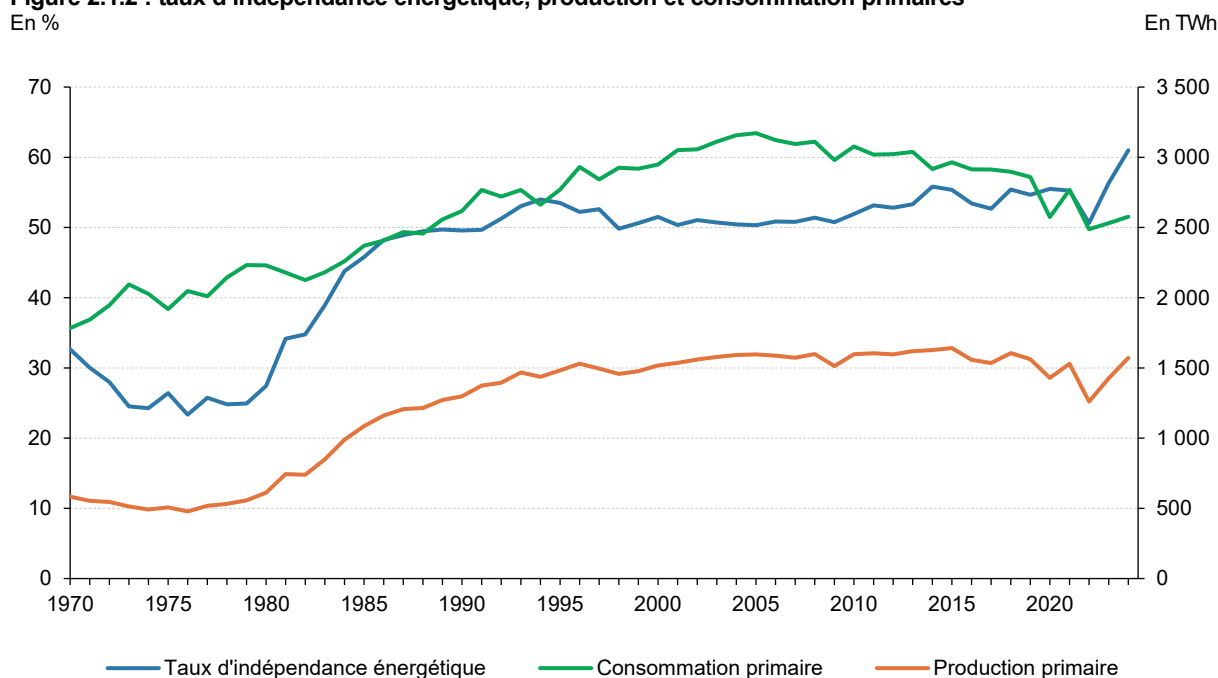
<sup>1</sup> Il s'agit des importations de gaz sur le territoire français (y compris du gaz naturel liquéfié porté), nettes des exportations et du transit.

## partie 2 : l'approvisionnement énergétique

France provient principalement des pays de l'Opep (40 %) et des États-Unis (23 %), tandis que les produits pétroliers raffinés viennent davantage d'Europe (44 %).

Les importations nettes de biocarburants, essentiellement du biodiesel, s'élèvent à 22 TWh en 2024 (+ 12,7 % par rapport à 2023). Le déficit des échanges extérieurs de bois à des fins énergétiques augmente nettement en 2024 (+ 61 % par rapport à 2023) mais reste marginal (4,2 TWh) par rapport à sa consommation.

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



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

La facture énergétique de la France s'élève à 57,7 milliards d'euros (Md€) en 2024, après avoir atteint un niveau record à 126,2 Md€<sub>2024</sub> en 2022 (figure 2.1.3) en raison de la forte hausse des prix des énergies fossiles au début de la guerre en Ukraine. Malgré une diminution de la facture entre 2022 et 2023 (72,9 Md€<sub>2024</sub> en 2023) puis entre 2023 et 2024, la facture énergétique demeure à un niveau supérieur à celui des années précédant les crises sanitaire et énergétique. C'est en particulier le cas de la facture gazière : à 17,4 Md€ en 2024, celle-ci continue de diminuer fortement par rapport à 2022 (51,0 Md€<sub>2024</sub>) et 2023 (26,9 Md€<sub>2024</sub>) mais son niveau demeure plus élevé qu'en 2019 (9,9 Md€<sub>2024</sub>). Le prix de gros du gaz naturel, qui avait atteint des sommets en 2022, diminue depuis mais reste supérieur à son niveau d'avant-crise.

Les évolutions de la facture gazière (- 9,5 Md€<sub>2024</sub>) et de la facture pétrolière et en biocarburants (- 4,1 Md€<sub>2024</sub>) expliquent l'essentiel de la diminution de la facture énergétique totale (- 15,2 Md€<sub>2024</sub>) entre 2023 et 2024. Par ailleurs, en raison d'exportations plus importantes que les importations, l'électricité allège la facture à hauteur de 5,2 Md€<sub>2024</sub> (soit des exportations nettes en progression de 1,1 Md€<sub>2024</sub> par rapport à 2023). À 43,7 Md€<sub>2024</sub>, la facture pétrolière et en biocarburants représente les trois quarts de la facture énergétique totale en 2024.

## partie 2 : l'approvisionnement énergétique

**Figure 2.1.3 : facture énergétique de la France**  
En milliards d'euros 2024

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Facture énergétique</b>	<b>50,8</b>	<b>27,7</b>	<b>50,2</b>	<b>126,2</b>	<b>72,9</b>	<b>57,7</b>
Pétrole brut	24,4	10,9	17,2	33,7	27,6	25,8
Pétrole raffiné	15,6	10,8	16,4	26,5	16,9	15,3
Gaz naturel	9,9	5,7	16,2	51,0	26,9	17,4
Charbon	1,9	0,9	1,5	3,6	2,0	1,4
Biocarburants	1,3	0,6	1,7	3,2	3,2	2,6
Bois-énergie	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3
Électricité	- 2,3	- 1,3	- 3,0	8,0	- 4,0	- 5,2

Champ : France.

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

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 44 points de pourcentage, pour s'établir à 16 % en 2024, si l'on considérait comme énergie primaire le combustible nucléaire plutôt que la chaleur issue de sa réaction.

En outre, le taux d'indépendance ne suffit pas à donner une vision complète en matière énergétique en rapportant consommation et production primaire. Pour compléter cette approche, on peut également s'intéresser à la transformation d'énergie primaire en énergie finale. La France produit sur son sol les deux tiers des produits raffinés consommés par les utilisateurs finaux (même si elle recourt à du pétrole brut quasi intégralement importé pour cette production). La consommation finale en chaleur commercialisée, en électricité et en énergies renouvelables thermiques et déchets est aussi intégralement ou quasi intégralement produite sur le territoire français (*voir partie 3 sur la transformation*).

## Échanges extérieurs d’uranium

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

Les échanges extérieurs d’uranium retracent les achats et ventes des entreprises nucléaires françaises, y compris pour la transformation de l’uranium et la production de combustibles nucléaires au profit de clients étrangers. Les quantités et origines destinées au fonctionnement du parc nucléaire français ne sont pas isolées.

En 2024, la France importe plus de 15 400 tonnes de matières nucléaires, essentiellement de l’uranium naturel (15 100 tonnes), pour une facture de 1,3 milliard d’euros. Dans le même temps, elle en exporte près de 2 100 tonnes, principalement sous forme d’uranium enrichi (près de 1 600 tonnes), pour un bénéfice total de 2,9 milliards d’euros.

Par rapport à 2023, les volumes d’uranium naturel importé augmentent de 20 %, tandis que les volumes d’uranium enrichi et appauvri importés diminuent fortement (- 37 % et - 47 % respectivement). La valeur totale de l’uranium importé diminue de 6 % entre 2023 et 2024, en euros constants, tandis que la valeur de l’uranium exporté augmente fortement (+ 65 %) du fait d’une forte hausse des prix de l’uranium enrichi.

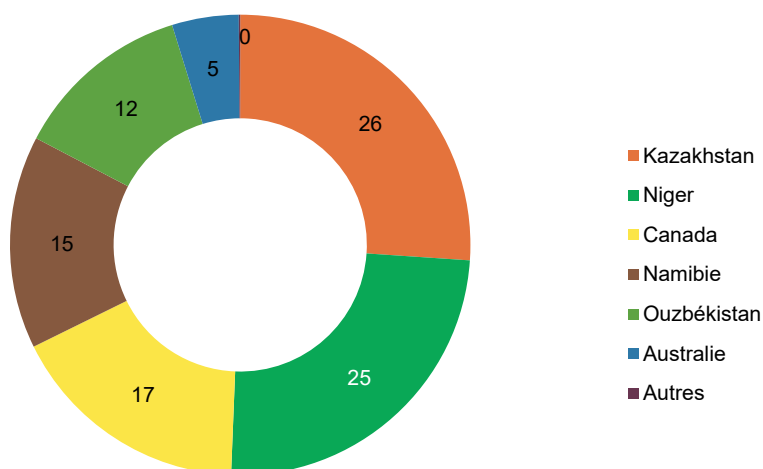
L’approvisionnement en uranium naturel est diversifié avec des importations en provenance principalement du Kazakhstan, du Niger, du Canada, de Namibie et d’Ouzbékistan en 2024 (figure 2.1.4). L’origine des importations varie peu selon les années.

La France est exportatrice nette d’uranium enrichi (figure 2.1.5). Ses principaux clients sont les États-Unis, la Corée du Sud, le Japon, le Royaume-Uni et l’Allemagne.

L’uranium appauvri, sous-produit de l’enrichissement de l’uranium, est presque exclusivement importé auprès de pays européens, très majoritairement de Suède.

Par ailleurs, des combustibles nucléaires sont produits sur le territoire. Cette production est réalisée par Framatome (site de Romans-sur-Isère) en assemblant l’uranium enrichi par Orano sur le site de Pierrelatte avec des composants métalliques fabriqués en interne. En 2024, 641 tonnes d’uranium ont été transformées en assemblages, contre 568 tonnes en 2023 et 709 tonnes en 2022.

**Figure 2.1.4 : répartition des importations d’uranium en valeur par pays en 2024**  
En %



Source : DGDDI

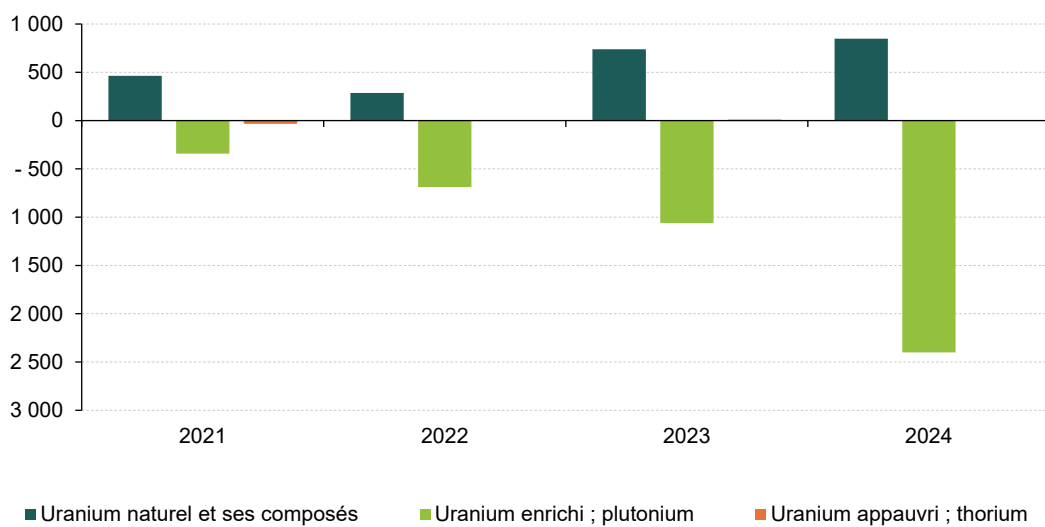


## partie 2 : l'approvisionnement énergétique



**Figure 2.1.5 : facture d'uranium**

En millions d'euros 2024



Source : DGDDI

## 2.2 La production primaire augmente nettement en 2024

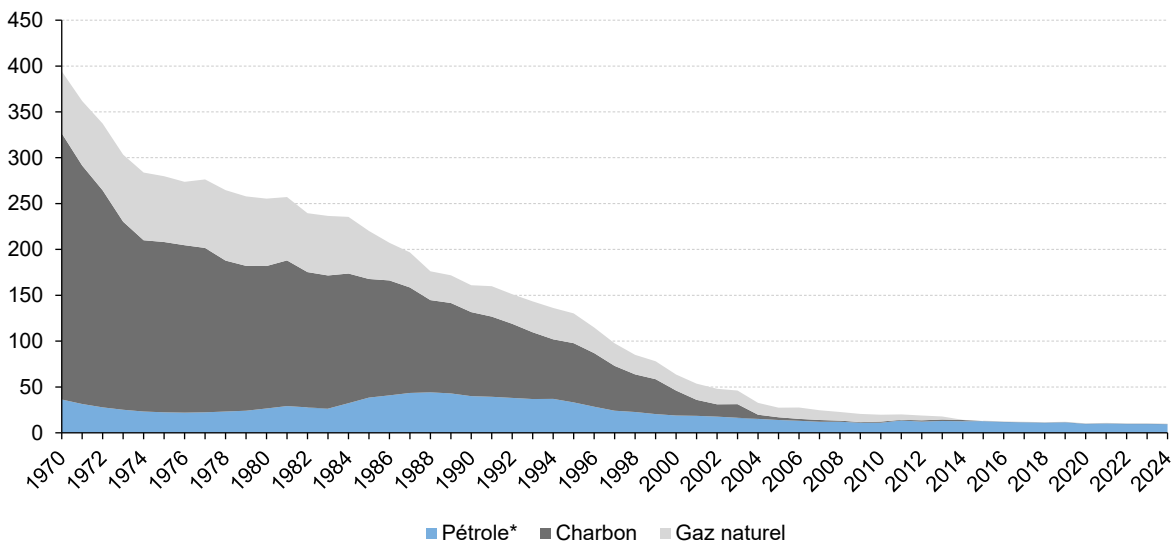
### 2.2.1 COMBUSTIBLES FOSSILES

La production primaire d’énergie fossile en France est désormais marginale (*figure 2.2.1.1*). Elle s’élève à moins de 10 TWh en 2024. Elle est composée quasi intégralement de produits à destination des raffineries. Pour plus des deux tiers, il s’agit de la production de pétrole brut extrait des bassins parisien et aquitain (560 300 tonnes équivalent pétrole, soit 6,5 TWh), pour près d’un tiers d’une production d’additifs oxygénés non issus de biomasse (3,0 TWh) destinés à améliorer la qualité des carburants et des autres produits raffinés, et pour une très faible part de gaz naturel (0,1 TWh). La production de pétrole brut a été divisée par plus de six depuis la fin des années 1980 et ne satisfait désormais qu’un peu moins de 1 % de la consommation nationale. Au 1<sup>er</sup> janvier 2025, les réserves souterraines de pétrole brut représentent 7,6 Mtep (88 TWh), soit environ un mois et demi de consommation primaire de pétrole.

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 144 GWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) en 2024, soit 129 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**  
En TWh



\* Y compris des quantités de condensats à destination du raffinage et de la pétrochimie, d’additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d’autres produits à distiller, à partir de 2011.

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), NaTran (ex-GRTgaz), TIGF (Teréga)

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique

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

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Production toutes énergies fossiles</b>	<b>11,76</b>	<b>594</b>	<b>9,98</b>	<b>884</b>	<b>10,05</b>	<b>639</b>	<b>9,65</b>	<b>606</b>
Production de pétrole*	11,59	590	9,77	861	9,86	625	9,52	599
Production de charbon	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Production de gaz naturel (grisou)	0,17	4	0,21	22	0,18	14	0,13	7

\* La production de pétrole comprend la production d’additifs oxygénés non issus de biomasse.

Source : SDES, Bilan de l’énergie

La production primaire totale française d’énergie fossile représente en 2024 une valeur économique de 606 millions d’euros, en très légère baisse par rapport à 2023 (figure 2.2.1.2).

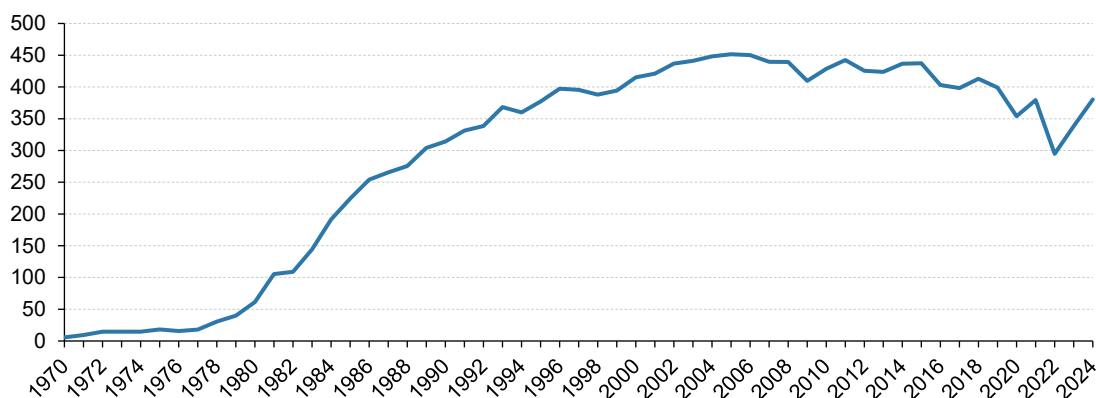
### 2.2.2 NUCLÉAIRE

En 2024, la France compte 57 réacteurs en service répartis sur 18 sites. La production d’énergie primaire du parc s’élève à 1 153 TWh en 2024. Elle correspond à la quantité totale de chaleur dégagée lors de la réaction de fission du combustible nucléaire. La production brute d’électricité des centrales nucléaires françaises s’élève, quant à elle, à 380 TWh en 2024 (figure 2.2.2.1). En effet, il faut en moyenne entre 3 et 4 unités de chaleur pour produire une unité d’électricité dans une centrale nucléaire, le solde constituant les pertes calorifiques liées à cette transformation.

Après avoir nettement diminué en 2022, la production nucléaire continue de rebondir en 2024 (+ 12,5 % par rapport à 2023 et + 29 % par rapport à 2022) en raison d’une meilleure maîtrise des interventions en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte. La détection de ce phénomène affectant les circuits auxiliaires de refroidissement de la centrale de Civaux en fin d’année 2021 a en effet conduit à l’arrêt non prévu et prolongé de plusieurs réacteurs pour contrôle approfondi et réparations. Ces opérations ont été réalisées pour l’essentiel en 2022 et 2023 et se poursuivent jusqu’à la fin de l’année 2025. Malgré son rebond en 2023 et 2024, la production nucléaire demeure plus faible que sur la période précédant la crise sanitaire de 2020 (le calendrier des opérations de maintenance avait été très perturbé par la crise sanitaire). En moyenne, les centrales ont été disponibles à hauteur de 74,1 % de leur capacité théorique en 2024 (figure 2.2.2.2). La disponibilité du parc nucléaire s’améliore nettement en 2024 et dépasse son niveau des années 2019 à 2021. Les arrêts pour contrôler et traiter le phénomène de corrosion sous contrainte ont été moins nombreux et plus courts que les années précédentes, grâce notamment à l’optimisation des contrôles et au retour d’expérience des précédentes réparations. Les centrales ont été utilisées, lorsqu’elles étaient disponibles, à hauteur de 90,6 %.

Figure 2.2.2.1 : production brute d’électricité des centrales nucléaires

En TWh



Source : EDF

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique

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

Coefficients exprimés en %

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coefficient de disponibilité Kd	74,0	71,9	72,9	58,1	67,3	74,1
Coefficient d'utilisation Ku	92,7	85,7	92,2	89,6	88,6	90,6

Note : 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. Le coefficient Ku reflète l'optimisation de la production et tient compte des contraintes environnementales, réglementaires et sociales.

Source : EDF, document d'enregistrement universel.

### 2.2.3 ÉNERGIES RENOUVELABLES ET VALORISATION DES DÉCHETS

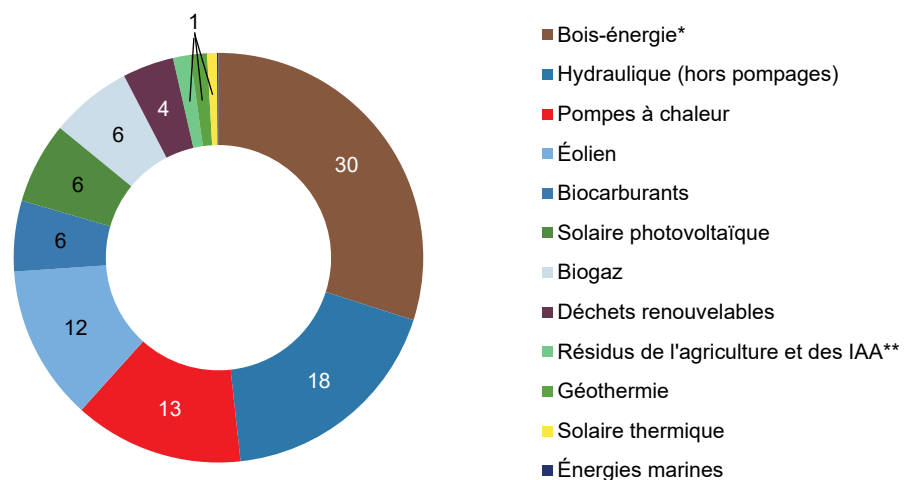
La production primaire d'énergie issue de ressources renouvelables s'établit à 388 TWh en 2024, en augmentation de 4,5 % par rapport à 2023 (figures 2.2.3.1 et 2.2.3.2). Cette augmentation est portée par la filière hydraulique (+ 27,2 %), en raison des conditions pluviométriques exceptionnelles (2024 est l'une des dix années les plus pluvieuses depuis 1959), et par la filière biogaz (+ 13,2 %), du fait du développement des injections de biométhane sur le réseau de gaz. De manière générale, la production augmente pour la majorité des filières, à l'exception d'une légère baisse pour le bois-énergie (- 2,9 %), les biocarburants (- 1,2 %) et la géothermie (- 0,9 %), ainsi qu'une baisse plus marquée de l'éolien. Pour cette filière, la production diminue de 7,7 %, malgré le développement du parc, à cause de conditions de vent moins favorables qu'en 2023.

Le bois-énergie (y compris la liqueur noire utilisée dans l'industrie papetière) demeure la première énergie renouvelable produite en France (30 % de la production nationale d'énergie renouvelable). Viennent ensuite l'électricité hydraulique (18 %), les pompes à chaleur (13 %), l'éolien (12 %), les biocarburants (6 %), le solaire photovoltaïque (6 %), le biogaz (6 %), la valorisation des déchets renouvelables (4 %), la valorisation des résidus de l'agriculture et de l'industrie agroalimentaire (1 %), la géothermie (1 %), le solaire thermique et les énergies marines (moins de 1 % pour chacune de ces deux filières).

En incluant par ailleurs les 22 TWh d'énergie produite à partir de la valorisation des déchets non renouvelables (voir infra), la production primaire d'énergie issue de ressources renouvelables ou de déchets s'élève à 409 TWh en 2024.

**Figure 2.2.3.1 : part de chaque filière dans la production primaire d'énergies renouvelables en 2024 (388 TWh)**

En %



\* Y compris liqueur noire.

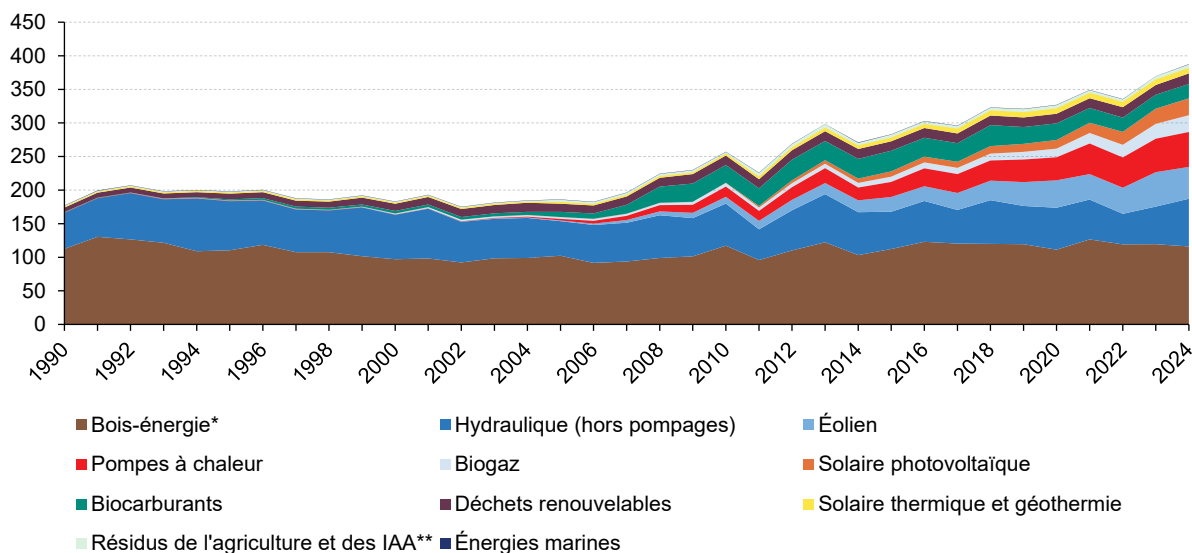
\*\* Industries agroalimentaires.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique

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 : SDES, Bilan de l'énergie

Les **énergies renouvelables électriques** correspondent aux filières renouvelables de production primaire d'électricité (144 TWh en 2024). Par convention, la production primaire de ces filières est égale à leur production d'électricité. Elles regroupent 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 contemporaine et passée. 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 baisse en 2022 en raison de la sécheresse puis une année 2023 caractérisée par une production (56 TWh) proche des moyennes récentes, la production hydraulique augmente fortement en 2024 (+ 27,2 % par rapport à 2023) et atteint 71 TWh, un niveau de production qui n'avait pas été atteint depuis 2013 (72 TWh). La puissance installée du parc reste, quant à elle, quasiment constante depuis plusieurs années.

### 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 1960, est, à ce jour, la principale unité de production en service commercial exploitant l'énergie issue du milieu marin en France. D'une capacité électrique de 240 MW, sa production (hors pompages) s'élève à 0,5 TWh par an depuis 2014.

### Éolien

En 2024, la capacité installée sur le territoire continue d'augmenter (+ 5 % pour le terrestre et + 2 % pour l'éolien en mer par rapport à 2023). Malgré une augmentation de la puissance installée ainsi que des conditions climatiques adéquates, la production diminue de 7,7 % entre 2023 et 2024, l'année 2023 ayant été exceptionnellement venteuse. En 2024, la production d'électricité de la filière éolienne s'établit à 48 TWh, dont 4 TWh en mer.

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique

---

### Solaire photovoltaïque

La filière solaire photovoltaïque s’est développée particulièrement rapidement au cours de la décennie. La capacité installée sur le territoire, qui était inférieure à 11 GW en 2020, a plus que doublé depuis et atteint 25 GW en 2024 (+ 27 % sur un an). Soutenue par la croissance du parc, la production progresse de 10,1 % par rapport à 2023, pour atteindre 24,9 TWh en 2024, alors que l’ensoleillement a été historiquement bas.

Les **énergies renouvelables thermiques et les déchets** (265 TWh en 2024) regroupent les filières pour lesquelles l’énergie est produite sous forme de chaleur, avant d’être éventuellement convertie sous une autre forme (en électricité ou en force motrice notamment) - (*figure 2.2.3.3*). On distingue les filières de production d’énergie par combustion de celles de production primaire de chaleur. Les premières regroupent d’une part la biomasse, qu’elle soit solide (bois-énergie, résidus agricoles et agroalimentaires), liquide (biocarburants) ou gazeuse (biogaz), d’autre part les déchets incinérés (urbains et industriels). Les secondes regroupent la géothermie, le solaire thermique et les pompes à chaleur.

### Biomasse solide

La biomasse solide est majoritairement composée du bois-énergie (incluant la liqueur noire) ainsi que plus minoritairement des déchets issus de la filière agricole et de l’industrie agroalimentaire (par exemple, farines animales) qui sont revalorisés pour la production d’électricité ou de chaleur vendue. En 2024, la production d’énergie primaire issue de biomasse solide diminue de 2,1 % (121 TWh). Cela est dû à un hiver plus doux qui implique une moindre production à destination du secteur résidentiel individuel, principal consommateur de bois-énergie.

Le bois-énergie constitue plus de 96 % de la biomasse solide et est consacré à 65 % à l’usage résidentiel (*voir 4.5*). En baisse de 2,6 % en 2024, la consommation résidentielle est tendanciellement orientée à la baisse depuis 2010. La consommation par ménage diminue en effet régulièrement grâce à la performance croissante des appareils de chauffage au bois.

À l’inverse, dans le secteur de la transformation d’énergie, la consommation de biomasse progresse continuellement depuis 2005 (+ 2,3 % par rapport à 2023). En effet, la biomasse est de plus en plus utilisée dans les installations de cogénération et de production de chaleur.

### Biogaz

Le biogaz est un gaz composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone produit par digestion anaérobie de matières organiques. La filière biogaz peut être décomposée en trois grandes sous-filières, segmentées selon l’origine des intrants : le biogaz issu de la méthanisation de déchets organiques ou végétaux bruts, le biogaz fabriqué à partir de boues de stations d’épuration des eaux usées (STEP) et le biogaz issu d’installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

En 2024, la production primaire de biogaz s’élève à 25 TWh, en augmentation par rapport à 2023 (+ 13,2 %). Cette évolution s’inscrit dans une tendance continue à la hausse amorcée en 2011. De 2011 à 2024, la production primaire de biogaz a en effet été multipliée par près de cinq. En 2024, 31 % de la production de biogaz (7,8 TWh) est valorisée pour produire de l’électricité. La puissance des installations raccordées au réseau électrique représente 0,6 GW en fin d’année 2024. Par ailleurs, 27 % de la production de biogaz (6,8 TWh) est dédiée à la production de chaleur. Enfin, l’épuration de biogaz en biométhane, afin d’être ensuite injecté dans les réseaux de gaz naturel, constitue un débouché en forte croissance depuis quelques années. Ce mode de valorisation concerne en effet plus de 42 % de la production totale de biogaz en 2024, soit 10,5 TWh, en progression de 27 % par rapport à 2023 (*voir 3.2*).

### Biocarburants et autres bioliquides

La biomasse liquide est décomposée selon le secteur de consommation : en biocarburants, si elle est utilisée dans les transports, ou en bioliquides, si elle est destinée à des usages énergétiques autres. Elle est utilisée essentiellement pour la force motrice des véhicules (y compris les véhicules de chantier, agricoles, etc.). La France produit principalement du biodiesel (66 %) mais également des bioessences (33 %), un peu de biokérosène (moins de 1 %) et d’autres bioliquides issus de la consommation de biomasse (moins de 1 %).

En 2024, la production nationale de biomasse liquide s’élève à 22 TWh, en baisse de 1 % par rapport à 2023. En particulier, la production de biodiesel baisse de 4 % dans un contexte de hausse des coûts de production. À l’inverse, la production de bioessences augmente de 5 %. Encouragée par une fiscalité incitative à l’incorporation de biocarburants, la production a connu une forte croissance au cours des années 2000, passant de 4 TWh en

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique

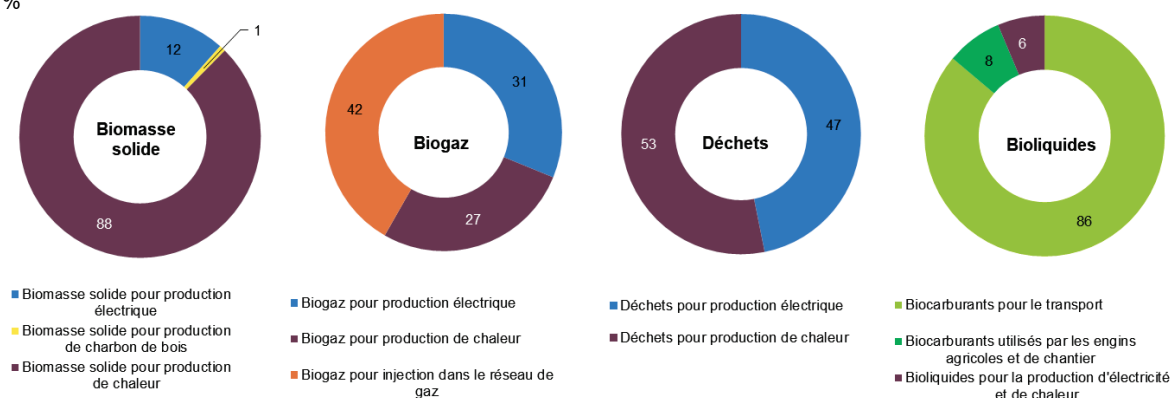
2000 à 26 TWh en 2010. Depuis, la production a stagné, voire diminué, malgré la hausse progressive des objectifs d’incorporation.

### Déchets

La production d’énergie primaire à partir de l’ensemble des déchets augmente de 7 % en 2024, pour s’établir à 37 TWh. 53 % de cette production est valorisée sous forme de chaleur. 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 ménagers, soit 15,7 TWh en 2024. Les déchets non renouvelables recouvrent l’autre moitié des déchets ménagers ainsi que les déchets industriels ; ils s’élèvent à 21,6 TWh en 2024.

Figure 2.2.3.3 : les différents types de valorisation de la biomasse et des déchets en 2024

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 2,7 TWh en 2024, en hausse de 4,1 % sur un an. Près de la moitié de cette production est réalisée dans les DROM 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 ralenti. En métropole, ce sont essentiellement des projets de « grandes surfaces » solaires thermiques qui ont permis le développement de la filière ces dernières années, même si les installations individuelles sont de plus en plus demandées par les particuliers. Le marché du solaire hybride, combinant des panneaux solaires photovoltaïques avec du solaire thermique, s’est fortement développé entre 2015 et 2018 mais reste de niche depuis la fin du soutien de la filière par les aides à la rénovation énergétique.

### 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 (voir rubrique suivante). La production primaire géothermique s’élève à 5,1 TWh en 2024, en baisse de 5 % sur un an.

La géothermie dite de « basse énergie » exploite des aquifères d’une profondeur de plusieurs centaines de mètres (entre 30 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 3,9 TWh en 2024.

À l’inverse, la géothermie dite de « haute énergie » (ou « haute température ») est principalement utilisée pour produire de l’électricité. Elle exploite des aquifères ou des gisements rocheux situés entre 1 500 et 5 000 mètres de profondeur, atteignant une température supérieure à 150 °C. Elle concerne un site en métropole, à Soultz-sous-

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique

---

Forêts (Alsace), et un autre à Bouillante, en Guadeloupe. Les sites exploitant cette technologie ont produit 0,12 TWh d’électricité en 2023. Leur production primaire, valant par convention dix fois la production d’électricité, atteint 1,2 TWh en 2024.

### **Pompes à chaleur**

Les pompes à chaleur (PAC) 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). Seule la chaleur renouvelable estimée à partir de la puissance et de la performance des équipements est retracée en production primaire d’énergie pour ne pas comptabiliser l’électricité utile au fonctionnement de ces équipements.

Le parc de pompes à chaleur installées en France continue de croître en 2024 (+ 6,3 %). Son développement est notamment stimulé par les aides à la rénovation énergétique (notamment MaPrimeRénov et les certificats d’économie d’énergie). La production de chaleur renouvelable à partir de pompes à chaleur s’établit à 52 TWh en 2024, en augmentation de 4,2 % par rapport à 2023.

## 2.3 La facture énergétique continue de diminuer en 2024 et est plus de deux fois inférieure à son niveau de 2022

### 2.3.1 PÉTROLE BRUT ET RAFFINÉ

#### Commerce extérieur de pétrole brut

Le commerce de pétrole brut est étroitement lié à l'activité de raffinage, qui utilise la quasi-totalité du pétrole brut importé ou produit (pour une quantité marginale) sur le territoire français.

En 2024, les importations de pétrole brut diminuent de 2,1 % par rapport à 2023, pour s'établir à 45,6 Mtep (*figure 2.3.1.1*), tandis que l'activité de raffinage reste relativement stable (*voir 3.1*). Après avoir chuté en 2020 en raison de la crise sanitaire, les importations de pétrole brut avaient progressé jusqu'en 2023, en lien avec le redémarrage des installations, la crise énergétique et l'embargo sur le pétrole russe. Malgré ce regain, l'activité de raffinage en France demeure nettement moindre qu'il y a une quinzaine d'années. Les importations de pétrole brut ont ainsi baissé de 46 % entre 2008 et 2024 et de 23 % entre 2012 et 2024.

Les exportations de pétrole brut étant très faibles, la facture de la France pour le commerce extérieur de cette énergie correspond au coût des importations et s'établit à 25,9 Md€ en 2024 (*voir 1.2*). Elle recule de 6,9 % par rapport à 2023, mais reste au-dessus de son niveau de 2019 (24,5 Md€<sub>2024</sub>). Cette facture avait atteint 33,8 Md€<sub>2024</sub> en 2022, sa valeur la plus élevée depuis la baisse mondiale des prix pétroliers en 2014, en raison principalement de l'augmentation des prix dans le contexte du début de la guerre en Ukraine.

Figure 2.3.1.1 : importations de pétrole brut\*

	2019		2022		2023		2024	
	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>
Importations	49,7	24 503	42,1	33 839	46,5	27 836	45,6	25 924

\* 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 2024, la France achète 41,0 % de son pétrole brut auprès des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep), contre 53,7 % en 2023. L'Afrique est le principal fournisseur de la France et l'Amérique du Nord arrive en deuxième position grâce à l'accroissement des livraisons en provenance des États-Unis (*figure 2.3.1.2*).

Les États-Unis sont désormais le premier fournisseur de la France avec 10,3 Mtep, soit 23 % du pétrole brut importé. Ils devancent ainsi le Kazakhstan et le Nigeria qui représentent chacun environ 12 % du total. Les importations depuis la Russie, troisième fournisseur de pétrole brut de la France en 2019, ont cessé à partir de 2023. En effet, un embargo sur le pétrole brut russe importé par voie maritime est entré en vigueur le 5 décembre 2022.

La part du Moyen-Orient dans les importations de pétrole brut (12 %) diminue nettement, de 5 points par rapport à 2023 et de 9 points par rapport à 2019. Celle de l'Afrique du Nord (17 %) baisse également en un an (- 2 points) et se rapproche de son niveau de 2019. La part de l'Europe orientale (y compris la Russie) dans l'approvisionnement en pétrole brut (13 % en 2024) a chuté de 17 points en cinq ans.

À l'inverse, la part des importations en provenance d'Amérique du Nord, à 24 % en 2024, progresse de 6 points par rapport à 2023. Enfin, les parts de l'Afrique subsaharienne (21 %) et de la mer du Nord (10 %) dans l'approvisionnement en pétrole brut augmentent légèrement en un an.

## partie 2 : l'approvisionnement énergétique

**Figure 2.3.1.2 : origine des importations de pétrole brut\***  
En Mtep

	1973	1979	1990	2000	2010	2019	2022	2023	2024			
	En %											En %
<b>Grandes zones</b>												
Moyen-Orient	98,5	71,4	96,6	32,4	32,3	11,4	10,4	6,4	8,0	5,4	11,9	
Afrique du Nord <sup>1</sup>	18,7	13,5	9,7	7,3	6,4	12,4	8,6	6,3	8,6	7,7	16,9	
Afrique subsaharienne	15,3	11,1	11,2	14,1	7,7	8,7	8,0	8,9	9,6	9,7	21,2	
Mer du Nord <sup>2</sup>	0,2	0,1	4,3	10,7	32,6	10,9	3,8	4,6	4,3	4,5	9,9	
Europe orientale <sup>3</sup>	3,4	2,5	5,1	6,4	8,2	21,5	14,6	8,1	5,9	5,9	12,9	
Amérique du Nord <sup>4</sup>	-	-	-	2,5	-	-	3,8	6,6	8,1	10,7	23,5	
Autres	1,8	1,3	1,7	1,6	0,3	0,9	0,6	1,1	2,1	1,7	3,8	
<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>49,7</b>	<b>42,1</b>	<b>46,5</b>	<b>45,6</b>	<b>100,0</b>	
dont Opep <sup>5</sup>	130,5	94,7	114,3	43,9	40,7	28,2	25,8	20,4	25,0	18,7	41,0	
Opep hors Irak	111,5	80,8	91,1	40,8	33,4	25,7	23,0	18,1	21,5	14,9	32,7	
<b>Principaux fournisseurs</b>												
États-Unis	-	-	-	-	-	-	3,8	6,2	7,8	10,3	22,6	
Kazakhstan	-	-	-	-	2,1	7,0	6,9	5,7	5,6	5,5	12,1	
Nigeria	12,9	9,3	9,8	3,2	4,9	2,9	6,1	4,2	5,8	5,4	11,9	
Algérie	11,3	8,2	5,2	3,1	3,5	0,9	5,8	3,7	4,5	4,3	9,4	
Irak	19,1	13,8	23,2	3,1	7,4	2,4	2,8	2,3	3,5	3,8	8,3	
Norvège	0,2	0,1	1,6	6,0	21,6	7,2	3,2	3,4	3,4	3,6	7,9	
Libye	6,6	4,8	4,1	3,0	2,5	10,5	2,6	2,6	4,1	3,4	7,5	
Angola	-	-	-	2,8	1,9	3,5	0,9	3,0	2,2	2,8	6,1	
Arabie saoudite	30,8	22,4	45,3	15,5	15,6	6,1	7,4	3,4	3,5	1,4	3,1	
Brésil	-	-	-	-	0,1	0,7	0,4	0,8	1,0	1,1	2,4	
Royaume-Uni	-	-	2,7	4,8	10,1	3,4	0,6	1,2	1,0	0,9	1,9	
Azerbaïdjan	-	-	-	-	0,6	3,2	1,4	0,2	0,4	0,4	0,8	
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	0,6	-	0,3	0,2	0,1	0,3	
Congo	1,0	0,7	-	0,9	0,0	1,3	-	-	-	0,0	0,1	
Ghana	-	-	-	-	-	-	0,4	-	0,1	-	-	
Russie	-	-	-	-	5,1	11,3	6,3	2,2	-	-	-	
Iran	11,1	8,0	8,0	9,2	5,3	1,8	-	-	-	-	-	
Mexique	-	-	-	2,5	-	-	-	-	-	-	-	

\* 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.

<sup>1</sup> Algérie, Égypte, Libye, Maroc, Tunisie.

<sup>2</sup> Danemark, Norvège, Pays-Bas et Royaume-Uni.

<sup>3</sup> Azerbaïdjan, Géorgie, Kazakhstan, Russie, Turkménistan, Ukraine.

<sup>4</sup> Canada, États-Unis, Mexique.

<sup>5</sup> Opep en 2024 : Algérie, Arabie saoudite, Congo, Émirats arabes unis, 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

Les importations de produits raffinés repartent légèrement en hausse en 2024 (+ 1,5 % par rapport à 2023), pour s'établir à 38,5 Mtep. Toutefois, ces importations restent inférieures de 15,5 % à leur niveau de 2019. Elles avaient nettement reculé entre 2021 et 2023 en raison du dynamisme de l'activité de raffinage en France (figure 2.3.1.3).

Les exportations de produits raffinés continuent d'augmenter en 2024 (+ 9,3 % par rapport à 2023), pour s'établir à 16,0 Mtep, mais demeurent toutefois inférieures à leur niveau de 2019 (- 7,9 % sur cinq ans).

Ainsi, le solde importateur de la France en produits raffinés se réduit, pour atteindre 22,5 Mtep en 2024, son niveau le plus faible observé depuis 2017.

La valeur monétaire des importations de produits raffinés s'élève à 28,1 Md€ en 2024, un niveau proche de celui de 2019 en euros constants. Après avoir atteint un record historique en 2022 en raison de la très forte hausse des prix des produits pétroliers sur les marchés, elle avait fortement diminué en 2023 (- 28,5 % en euros constants) et continue de reculer en 2024, à un rythme toutefois moins élevé (- 5,9 %). La valeur des exportations diminue

## partie 2 : l'approvisionnement énergétique

légèrement en 2024, à 12,9 Md€ (- 0,7 % en un an et + 4,8 % par rapport à 2019 en euros constants). Ainsi, les échanges extérieurs de produits raffinés contribuent à hauteur de 15,3 Md€ au déficit commercial de la France. Cette facture est en baisse de 9,9 % par rapport à 2023, et est inférieure en euros constants à son niveau de 2019.

Figure 2.3.1.3 : solde importateur des produits raffinés

	2019		2022		2023		2024	
	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Importations</b>	<b>45,6</b>	<b>27 842</b>	<b>41,3</b>	<b>41 811</b>	<b>38,0</b>	<b>29 895</b>	<b>38,5</b>	<b>28 123</b>
Gazole routier	20,1	12 802	19,4	20 467	17,1	13 663	17,1	12 298
Fioul domestique et autres gazoles	4,6	2 768	2,6	2 635	3,0	2 390	2,5	1 793
Supercarburants*	1,6	1 037	3,1	3 314	2,7	2 237	2,9	2 277
Jet kérosène	6,2	3 968	5,7	6 234	5,7	4 707	6,1	4 605
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	3,7	1 337	3,4	2 029	3,2	1 477	3,0	1 391
Fioul lourd	2,8	1 372	1,6	1 133	1,3	868	1,2	731
Produits non énergétiques**	5,3	3 338	4,4	4 475	3,8	3 375	4,8	3 907
Autres***	1,4	1 221	1,1	1 524	1,1	1 178	0,9	1 122
<b>Exportations</b>	<b>17,4</b>	<b>12 288</b>	<b>13,8</b>	<b>15 240</b>	<b>14,7</b>	<b>12 968</b>	<b>16,0</b>	<b>12 873</b>
Gazole routier	0,3	251	0,6	1 027	0,8	918	0,9	825
Fioul domestique et autres gazoles	2,3	1 266	0,8	801	1,3	928	2,1	1 162
Supercarburants*	2,8	1 600	1,8	1 618	1,6	1 163	2,0	1 250
Jet kérosène	1,8	1 083	1,1	1 444	1,2	1 044	1,5	1 186
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1,0	479	1,2	846	0,9	502,0	1,0	544,7
Fioul lourd	3,7	1 568	3,5	2 353	3,4	1 740	3,2	1 564
Produits non énergétiques**	4,6	3 563	3,7	4 364	4,6	4 380	4,5	3 990
Autres***	1,0	2 478	1,1	2 787	0,8	2 293	0,9	2 350
<b>Solde importateur</b>	<b>28,2</b>	<b>15 554</b>	<b>27,5</b>	<b>26 570</b>	<b>23,3</b>	<b>16 927</b>	<b>22,5</b>	<b>15 250</b>
Gazole routier	19,8	12 551	18,8	19 440	16,3	12 745	16,2	11 472
Fioul domestique et autres gazoles	2,4	1 502	1,9	1 834	1,7	1 462	0,4	630
Supercarburants*	- 1,2	- 563	1,3	1 696	1,1	1 074	0,9	1 027
Jet kérosène	4,4	2 885	4,5	4 790	4,5	3 663	4,6	3 419
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	2,7	858	2,2	1 183	2,4	975	2,1	846
Fioul lourd	- 0,9	- 196	- 1,9	- 1 220	- 2,1	- 872	- 2,0	- 833
Produits non énergétiques**	0,7	- 226	0,7	111	- 0,9	- 1 005	0,4	- 83
Autres***	0,4	- 1 258	0,0	- 1 264	0,3	- 1 115	0,1	- 1 229

\* 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

La France achète principalement du gazole, qui regroupe le gazole routier et non routier. Ce dernier produit est utilisé pour certains engins mobiles non routiers et pour les tracteurs agricoles, et est identique au gazole routier à l'exception de sa coloration. Les importations de gazole (routier et non routier), déduction faite des volumes exportés, représentent 16,2 Mtep en 2024, pour une dépense nette correspondante de 11,5 Md€. Elles fléchissent de 3,5 % en un an, et de 20,2 % par rapport à 2019.

La France est également importatrice nette de jet kérosène (carburacteur) (4,6 Mtep, + 7,2 % en un an), de gaz de pétrole liquéfié (GPL) (2,1 Mtep, - 13,3 %), de fioul domestique et autres gazoles (0,4 Mtep) et, depuis 2021, de supercarburants (0,9 Mtep). À l'inverse, elle est devenue depuis quelques années exportatrice nette de fioul lourd car la demande intérieure pour ce produit décline régulièrement. Ce combustible permet d'alléger la facture de la France de 0,8 Md€.

En 2022, 16 % des produits pétroliers raffinés importés en France provenaient de Russie. Depuis 2023, cette part est devenue nulle (figure 2.3.1.4), en application des sanctions économiques liées à la guerre en Ukraine. En conséquence, la répartition des provenances géographiques des produits pétroliers est nettement modifiée.

Les produits raffinés importés par la France proviennent pour 44 % d'Europe, soit 3 points de moins qu'en 2023, mais 6 points de plus qu'en 2022. La part des États-Unis, restée stable jusqu'en 2023, augmente de 4 points en 2024, à 12 %, passant ainsi devant l'Arabie saoudite dont la part reste constante (11 %).

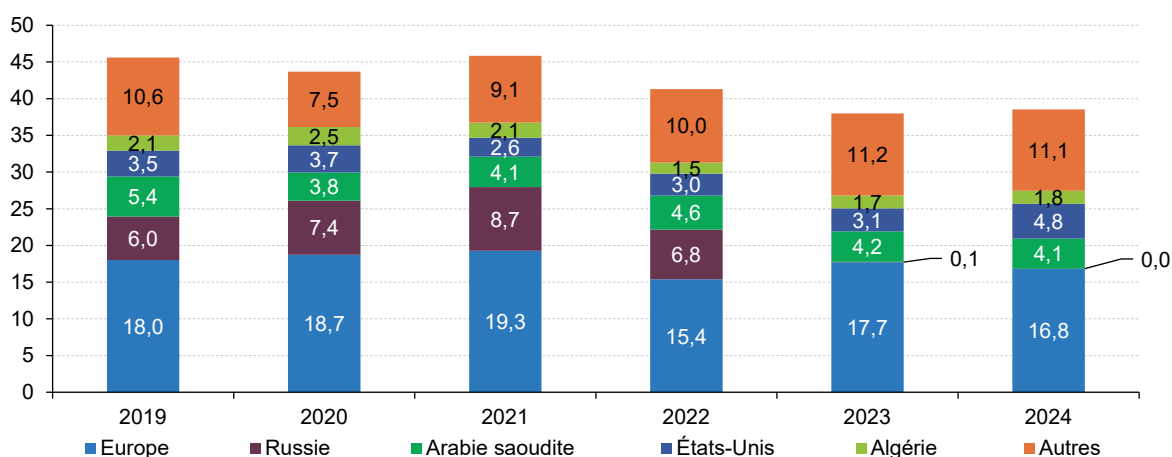
## partie 2 : l'approvisionnement énergétique

Le gazole routier provient en 2024 pour 39 % d'Europe (- 4 points par rapport à 2023). Les importations depuis la Russie, premier fournisseur de ce produit en 2022, ont cessé. Le Moyen-Orient fournit 33 % du gazole routier importé en France (- 5 points par rapport à 2023), tandis que les États-Unis en représentent 12 % (+ 8 points) et l'Inde 9 % (+ 2 points).

Depuis plusieurs années, le jet kérosène est acheminé en grande partie depuis le Moyen-Orient, qui représente 61 % des importations en 2024 (+ 20 points par rapport à 2023). Comme en 2023, le GPL est, quant à lui, importé principalement des États-Unis (43 %), d'Algérie (30 %) et du Royaume-Uni (12 %). L'essentiel des quantités de supercarburants importées provient d'Europe (86 % en 2024). Enfin, le naphta est d'abord livré depuis l'Europe (65 % du total, + 15 points par rapport à 2023), puis d'Algérie (25 %, - 8 points).

**Figure 2.3.1.4 : importations de produits pétroliers raffinés par pays de 2019 à 2024**

En Mtep



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

Les quantités de produits pétroliers exportés progressent de nouveau à un rythme soutenu (+ 9,3 % entre 2023 et 2024), avec une augmentation des exportations de fioul domestique et autres gazoles (+ 56,5 %), de supercarburants (+ 28,6 %) et de carburéacteurs (+ 19,7 %). Néanmoins, le fioul lourd et les produits non énergétiques restent les produits les plus exportés en 2024.

Toutefois, les quantités de produits pétroliers raffinés exportés en 2024 demeurent inférieures de 7,9 % à leur niveau de 2019. Trois quarts des exportations françaises de produits raffinés sont à destination de l'Europe en 2024. Le fioul lourd en particulier est acheminé pour l'essentiel dans l'Union européenne (78 %), tout comme le naphta (86 %). Les produits livrés vers les États-Unis représentent 6 % des quantités exportées en 2024, contre 9 % en 2023.

### Stocks pétroliers

Entre fin 2023 et fin 2024, les stocks français de pétrole brut et d'autres intrants du raffinage augmentent de 0,2 Mtep, pour s'établir à 7,3 Mtep en fin d'année (6,4 Mtep de pétrole brut et 0,9 Mtep de charges de raffinage). Les stocks de produits raffinés augmentent légèrement en 2024, à 13 Mtep (+ 3 % par rapport à 2023, - 5 % sur cinq ans).

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

## partie 2 : l'approvisionnement énergétique

### 2.3.2 GAZ NATUREL

Les importations de gaz naturel arrivent en France métropolitaine sous forme gazeuse par un réseau de gazoducs, terrestres ou sous-marins, ou sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) par méthanier. Les importations, hors transit via gazoduc, de gaz naturel sur le territoire s'élèvent à 480 TWh PCS en 2024, un niveau comparable à celui de 2015 et en diminution de 10 % par rapport à 2023 (*figure 2.3.2.1*). La baisse des prix (*voir 1.3.1*) entraîne une forte diminution du coût des importations, qui s'établit à 23,5 Md€ en 2024 (- 36,5 % en euros constants par rapport à 2023).

Les importations de gaz naturel reculent en 2024 en raison de la modération de la demande de gaz naturel et du haut niveau de soutirages dans les stocks. Les importations par gazoduc diminuent ainsi de 4,5 % entre 2023 et 2024, pour atteindre 207 TWh en 2024. Elles sont réalisées aux points d'interconnexion du réseau (PIR) de gazoducs de France métropolitaine avec les réseaux étrangers : Dunkerque depuis la Norvège (83 % des entrées brutes), Taisnières depuis les Pays-Bas (7 %), Virtualys depuis la Belgique (8 %), Pirineos depuis l'Espagne (1 %) et autres (0,4 %). Les importations de GNL diminuent plus fortement (- 13 % entre 2023 et 2024) et s'élèvent à 273 TWh en 2024. Le GNL regazéifié représente 57 % des entrées de gaz naturel en 2024, en baisse de 2,4 points par rapport à l'année précédente. Le terminal méthanier de Dunkerque réceptionne 45 % des importations de GNL, les deux terminaux de Fos-sur-Mer en reçoivent 31 % et celui de Montoir-de-Bretagne 22 %. Mis en fonction en octobre 2023, le terminal flottant du Havre réceptionne 2 % des importations de GNL en 2024. 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 (il s'agit de GNL dit « porté » ou de détail). Les volumes correspondants sont relativement faibles et restent stables par rapport à 2023 (1,5 TWh).

Les sorties du territoire, sous forme gazeuse, s'effectuent aux points d'interconnexion avec les réseaux des pays voisins, principalement les réseaux suisse (PIR Oltingue et Jura), espagnol (PIR Pirineos) et belge (PIR Virtualys). Les quantités entrées en France sous forme de GNL et regazéifiées sont comptabilisées en exportation lorsqu'elles sont destinées à un autre pays, alors que le gaz transitant par le réseau français sous forme gazeuse (transit) n'est comptabilisé ni dans les importations ni dans les exportations de gaz. Les exportations de gaz naturel augmentent par rapport à l'année précédente (+ 2,1 % en 2024) et atteignent un niveau inférieur à 2022 mais historiquement élevé. Ce sont ainsi 159 TWh de gaz qui ont été réexportés en 2024, hors transit, pour une recette correspondante s'élevant à 6,2 Md€.

Le solde importateur de la France en gaz naturel, net des exportations, diminue de 14,7 % en 2024, pour atteindre 321 TWh. En lien avec la nette baisse des prix du gaz, la facture correspondante diminue fortement, d'un tiers, pour s'établir à 17,4 Md€ en 2024.

**Figure 2.3.2.1 : solde importateur de gaz naturel**

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Importations</b>	<b>611,1</b>	<b>11 971</b>	<b>638,8</b>	<b>62 410</b>	<b>531,9</b>	<b>37 024</b>	<b>480,1</b>	<b>23 517</b>
Selon la forme de gaz								
Gaz sous forme gazeuse	376,5	7 540	265,3	28 046	217,0	21 490	207,2	13 413
GNL** regazéifié	233,6	4 411	371,8	34 209	313,3	15 453	271,4	10 049
GNL** porté	1,0	19	1,7	155	1,6	81	1,5	55
Selon le type de contrat								
Court terme	182,5	n.d.	215,3	n.d.	160,6	n.d.	204,0	n.d.
Moyen et long terme	428,7	n.d.	423,5	n.d.	371,3	n.d.	276,0	n.d.
<b>Exportations</b>	<b>105,4</b>	<b>2 070</b>	<b>171,3</b>	<b>11 536</b>	<b>155,9</b>	<b>10 215</b>	<b>159,2</b>	<b>6 151</b>
<b>Solde échanges extérieurs</b>	<b>505,7</b>	<b>9 900</b>	<b>467,5</b>	<b>50 875</b>	<b>376,1</b>	<b>26 809</b>	<b>320,9</b>	<b>17 366</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 est exclu conformément aux conventions internationales pour les données annuelles. 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 2024).

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

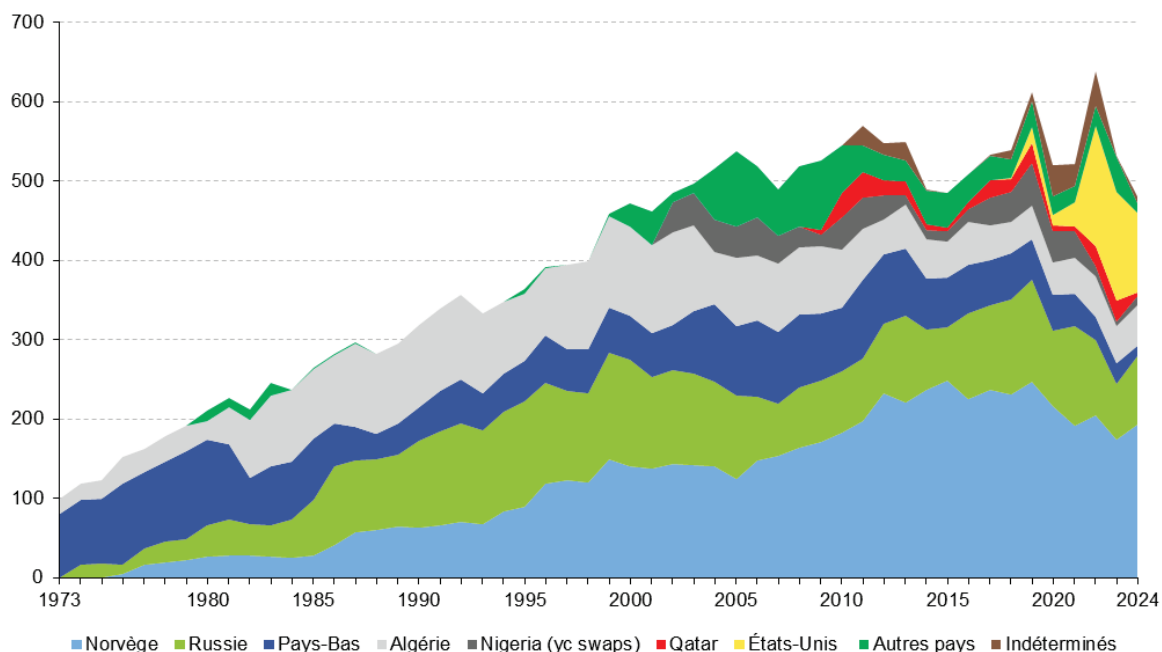
## partie 2 : l'approvisionnement énergétique

Les exportations de gaz russe à travers le gazoduc Nordstream ont été arrêtées dès août 2022. Cela a profondément modifié l'origine des importations de gaz en France depuis 2022 (figure 2.3.2.2). La Norvège est le principal fournisseur de la France en 2024 (40 % du total des importations, en quasi-totalité sous forme gazeuse) - (figure 2.3.2.3), suivie par les États-Unis (21 %) et la Russie (18 %). Les autres pays fournisseurs sont l'Algérie (11 %), les Pays-Bas (3 %) et le Nigeria (2 %), tandis que les autres pays représentent 5 % du gaz importé.

L'augmentation des importations de GNL à partir de 2022 s'est accompagnée d'une diversification des approvisionnements en gaz. Grâce à ses ports méthaniers, la France dispose d'un accès au marché mondial du GNL. Toutefois, le GNL importé en France provient majoritairement de quelques pays, principalement les États-Unis (37 % du GNL importé en 2024), la Russie (31 %) et l'Algérie (19 %).

**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

**Figure 2.3.2.3 : origine des importations de gaz naturel en 2024 par forme de gaz**

En TWh PCS\*

	Gaz gazeux	GNL	Total
Norvège	182,3	10,6	<b>192,9</b>
États-Unis	0	100,2	<b>100,2</b>
Russie	0,1	85,8	<b>85,9</b>
Algérie	0	51	<b>51</b>
Pays-Bas	14	0	<b>14</b>
Autres pays	10,3	1,1	<b>11,4</b>
Nigeria (yc swaps)	0	11,1	<b>11,1</b>
Indéterminés	0,5	8,4	<b>9</b>
Qatar	0	4,5	<b>4,5</b>
<b>Total</b>	<b>207,2</b>	<b>272,9</b>	<b>480,1</b>

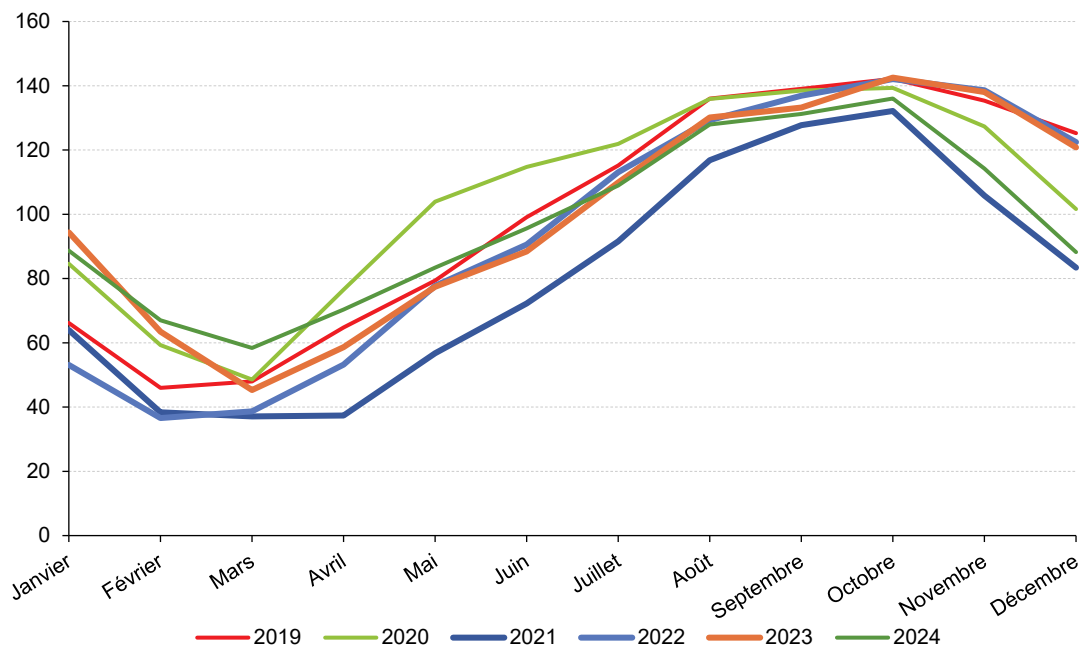
\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

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

## partie 2 : l'approvisionnement énergétique

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 2.3.2.4). 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'élevaient à 88 TWh fin 2024, en baisse de 33 TWh par rapport à la fin 2023.

**Figure 2.3.2.4 : 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 2.3.2.5 : variations de stocks de gaz naturel**

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>
Variations de stocks	- 21,8	- 436,7	- 39,0	- 4 106,3	1,6	103,1	32,5	2 102,5

\* 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 (+ 32,5 TWh entre fin décembre 2023 et fin décembre 2024) avec un prix dérivé des importations de GNL.

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

### 2.3.3 CHARBON

Tous produits confondus, les importations de charbon, nettes des (faibles) volumes exportés, s'élevaient à 42,1 TWh en 2024 (figure 2.3.3.1). Elles chutent de 19 % par rapport à 2023 et de 50 % par rapport à 2019. Elles atteignent ainsi leur plus bas niveau depuis plusieurs décennies.

L'approvisionnement de la France en charbon primaire repose presque exclusivement sur ses importations, qui s'élevaient à 5,5 millions de tonnes (Mt), soit 36,4 TWh, en 2024. 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

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique

centrales électriques à charbon qui, dans un contexte de décarbonation de la production électrique, sont de moins en moins sollicitées.

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. Les importations de coke repartent en hausse en 2024, à 6,6 TWh, en lien avec la reprise de la production de fonte (voir 3.3).

La facture charbonnière de la France chute nettement (- 28 % en euros constants par rapport à 2023) du fait de la forte diminution des quantités importées mais aussi des prix (voir 1.4), et s’établit ainsi à 1,4 Md€ en 2024. Si le charbon dérivé ne représente que 15 % des quantités importées, il pèse davantage dans la facture (26 %) en raison de prix bien plus élevés que ceux du charbon primaire.

**Figure 2.3.3.1 : solde importateur de produits charbonniers**

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Importations</b>	<b>84,8</b>	<b>1 884</b>	<b>70,7</b>	<b>3 505</b>	<b>52,1</b>	<b>1 976</b>	<b>43,0</b>	<b>1 448</b>
Charbon primaire	79,6	1 644	60,7	2 759	46,5	1 627	36,4	1 069
Charbon dérivé	5,2	240	10,0	746	5,6	348	6,6	380
<b>Exportations</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>0,1</b>	<b>3</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>0,9</b>	<b>32</b>
Charbon dérivé	0,0	1	0,1	3	0,0	1	0,9	32
<b>Solde importateur</b>	<b>84,7</b>	<b>1 884</b>	<b>70,6</b>	<b>3 502</b>	<b>52,1</b>	<b>1 975</b>	<b>42,1</b>	<b>1 417</b>
Charbon primaire	79,6	1 644	60,7	2 759	46,5	1 627	36,4	1 069
Charbon dérivé	5,2	239	9,9	743	5,6	348	5,7	348

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

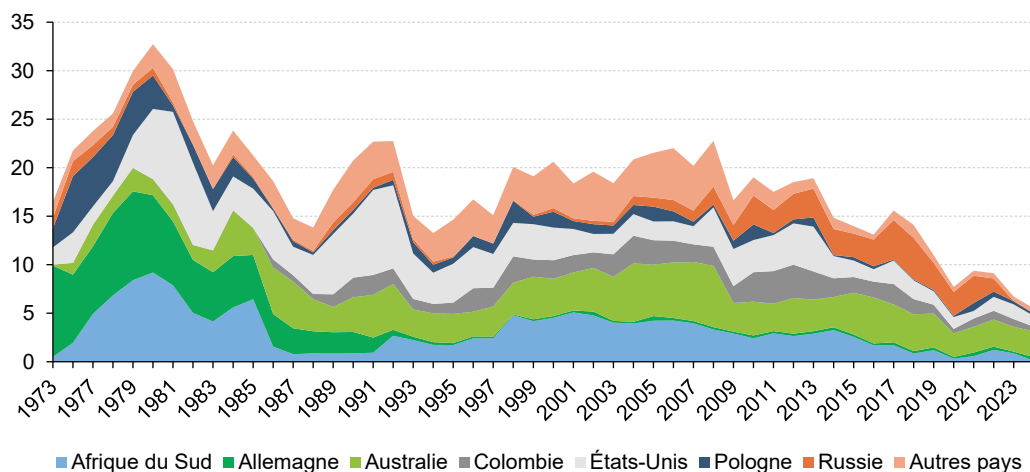
Source : SDES, Bilan de l’énergie

Les principaux fournisseurs de charbon de la France demeurent les mêmes depuis plusieurs années (figure 2.3.3.2). L’Australie reste le premier fournisseur de charbon de la France en 2024, avec 20,7 TWh (2,7 Mt), soit 48 % des volumes importés. Les États-Unis occupent de nouveau la deuxième place, avec 9,0 TWh, soit 21 % des importations. La Colombie et l’Allemagne sont les troisième et quatrième pays de provenance, représentant respectivement 8 % et 6 % du charbon importé. Les quantités en provenance d’Afrique du Sud ont été divisées par huit en un an, en raison notamment de l’abandon du charbon dans les installations de production électrique de La Réunion (voir 4.4). Enfin, les importations depuis la Russie ont fortement diminué en 2022 en raison de l’embargo européen consécutif à l’invasion de l’Ukraine et sont devenues quasiment nulles en 2024, alors qu’elles s’élevaient à 10,5 TWh en 2022 et 21,2 TWh en 2021.

## partie 2 : l'approvisionnement énergétique

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

En Mt



Note : 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

En 2024, les opérateurs ont globalement puisé dans les stocks de produits charbonniers, à hauteur de 5,5 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, etc.). La consommation des centrales électriques ayant diminué (voir 4.4), l'autonomie correspondant à leurs stocks a augmenté par rapport à fin décembre 2023 (37 mois au rythme actuel annualisé de la consommation, soit 10 mois de plus qu'en 2023, et 23 mois de plus qu'en 2019).

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

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Variations de stocks</b>	<b>0,4</b>	<b>- 11</b>	<b>- 2,7</b>	<b>- 151</b>	<b>0,2</b>	<b>- 17</b>	<b>5,5</b>	<b>135</b>
Charbon primaire	0,7	3	- 2,1	- 112	0,6	4	4,7	120
Charbon dérivé	- 0,3	- 13	- 0,7	- 39	- 0,4	- 21	0,8	15

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.

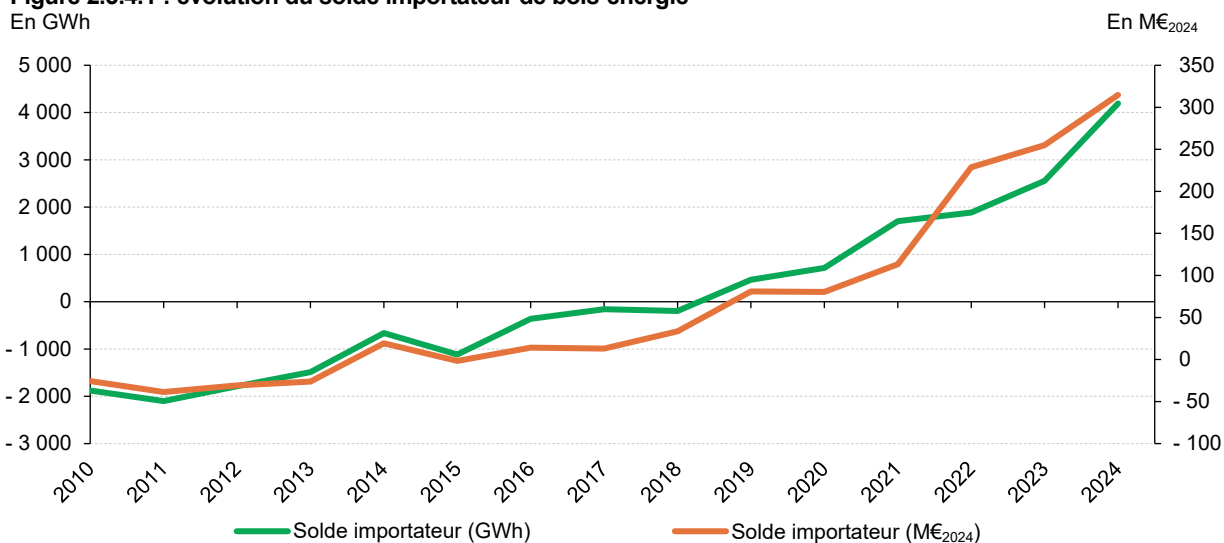
Source : SDES, Bilan de l'énergie

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique

### 2.3.4 BOIS-ÉNERGIE

Exportatrice nette de bois-énergie jusqu’en 2018, la France enregistre depuis un déficit commercial pour ce combustible (*figure 2.3.4.1*). Entre 2023 et 2024, les achats français, nets des quantités exportées, ont augmenté de 61 % en volume (4,2 TWh en 2024) et de 23 % en valeur (315 M€ en 2024) - (*figure 2.3.4.2*). La valeur des quantités nettes importées a été multipliée par près de trois entre 2021 et 2024.

**Figure 2.3.4.1 : évolution du solde importateur de bois-énergie**



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

La France exporte en majorité du bois de chauffage (44 % des exportations en quantité) et des sciures et déchets de bois (38 % des exportations) - (*figure 2.3.4.3*). À l’inverse, elle importe très majoritairement des granulés de bois (90 % des importations en quantité). Ces derniers, du fait de leur pouvoir calorifique élevé et de leur facilité d’utilisation, sont vendus en général à des prix plus élevés que le bois de chauffage. Malgré une baisse générale des prix des combustibles bois-énergie en 2024, la forte croissance des importations de granulés creuse le solde importateur (*voir 1.5*). Les échanges extérieurs de bois-énergie demeurent néanmoins très faibles au regard de la production intérieure. En effet, les importations de bois-énergie représentent 6 % de la consommation primaire de bois-énergie. Les exportations représentent, quant à elles, 3 % de la production primaire de bois-énergie.

**Figure 2.3.4.2 : échanges extérieurs de bois-énergie**

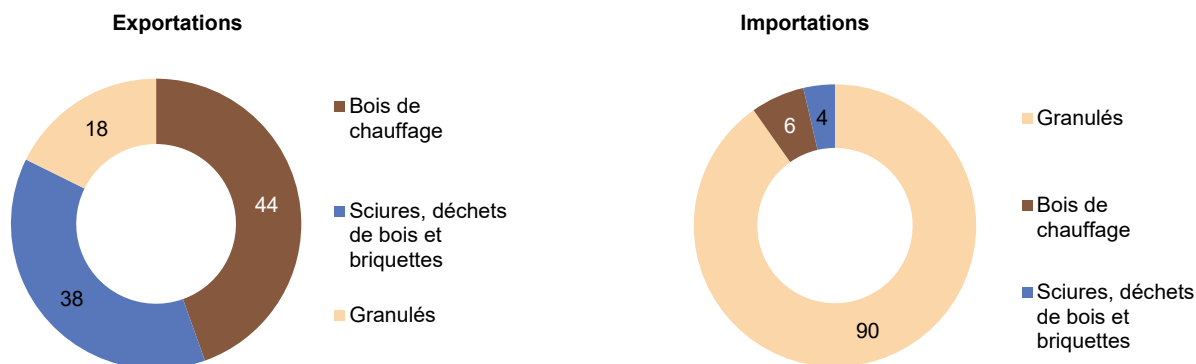
	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Importations</b>	<b>2,7</b>	<b>143</b>	<b>4,4</b>	<b>321</b>	<b>5,3</b>	<b>332</b>	<b>7,0</b>	<b>389</b>
Bois de chauffage	0,4	17	0,4	20	0,4	16	0,4	14
Sciures, déchets de bois et briquettes	0,5	16	0,4	25	0,3	21	0,3	13
Granulés	1,9	109	3,6	276	4,6	295	6,3	362
<b>Exportations</b>	<b>2,3</b>	<b>62</b>	<b>2,5</b>	<b>92</b>	<b>2,7</b>	<b>77</b>	<b>2,8</b>	<b>74</b>
Bois de chauffage	1,1	22	1,4	37	1,2	35	1,3	31
Sciures, déchets de bois et briquettes	0,7	7	0,7	19	1,2	17	1,1	16
Granulés	0,6	33	0,4	36	0,3	26	0,5	27
<b>Solde importateur</b>	<b>0,5</b>	<b>81</b>	<b>1,9</b>	<b>229</b>	<b>2,6</b>	<b>255</b>	<b>4,2</b>	<b>315</b>

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

## partie 2 : l'approvisionnement énergétique

**Figure 2.3.4.3 : échanges extérieurs de bois-énergie par combustible en 2024**

En % des quantités échangées

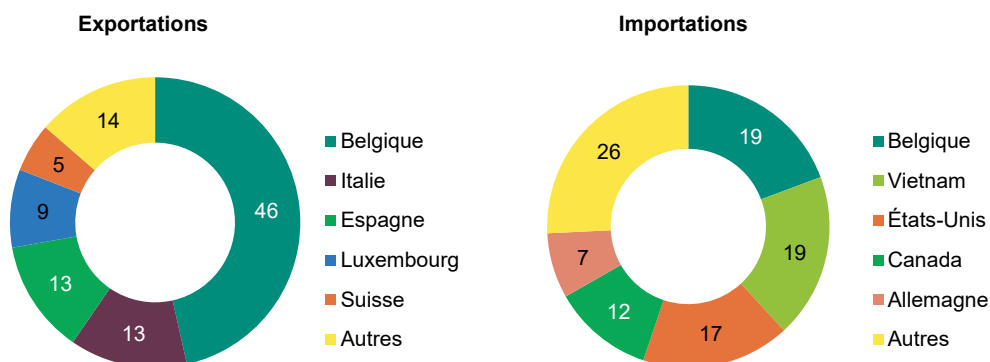


Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGDDI

Les pays frontaliers sont les principaux destinataires des exportations françaises de bois-énergie (figure 2.3.4.4), en particulier la Belgique qui, en 2024, représente près de la moitié des exportations. À l'inverse, les importations proviennent de pays plus éloignés et sont moins concentrées en termes de pays d'origine. En effet, aucun pays ne représente plus d'un cinquième des importations totales, et les cinq premiers pays d'origine des importations représentent moins des trois quarts des volumes importés. Les importations en provenance de l'Amérique du Nord augmentent fortement depuis quelques années en raison du développement du commerce de granulés. En particulier, les importations en provenance des États-Unis, marginales jusqu'en 2020, représentent 17 % des importations totales de bois-énergie en 2024. De même, les importations provenant du Vietnam, quasiment nulles jusqu'en 2022, ont été multipliées par 11 entre 2023 et 2024, pour atteindre 19 % des importations de bois-énergie en 2024. Les importations de bois-énergie en provenance du Vietnam concernent aussi presque exclusivement le granulé, filière qui s'est particulièrement développée dans ce pays au cours des dernières années.

**Figure 2.3.4.4 : échanges extérieurs de bois-énergie par pays en 2024**

En % des quantités échangées



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

## partie 2 : l'approvisionnement énergétique

### 2.3.5 BIOCARBURANTS

La France est importatrice nette de biocarburants destinés à être incorporés au gazole (biodiesel) ou à l'essence (bioéthanol ou bioessences). Les achats français de biocarburants, nets des volumes exportés, augmentent de 12,7 % entre 2023 et 2024 (*figure 2.3.5.1*), pour s'établir à 22 TWh en 2024. Les importations nettes représentent près de la moitié des quantités de biocarburants consommés en France, hors biokérosène. Le déficit des échanges extérieurs de biocarburants est très majoritairement imputable au biodiesel : les importations nettes équivalent à 31 % des quantités de bioessence et à 62 % des quantités de biodiesel consommées sur le territoire. Malgré la hausse du solde importateur, la facture correspondante diminue en euros constants en raison d'une forte baisse des prix des biocarburants. La facture s'établit à 2,6 Md€ en 2024, en baisse de 18,0 % par rapport à 2023.

#### L'origine des matières premières utilisées dans les biocarburants

Dans le bilan de l'énergie, suivant les conventions statistiques internationales, les biocarburants sont considérés comme une ressource énergétique nationale 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, 48 % des volumes de bioessences et 73 % des volumes de biodiesel consommés en France sont d'origine étrangère en 2024. Ces taux restent stables par rapport à 2023.

Figure 2.3.5.1 : échanges extérieurs de biocarburants

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Importations</b>	<b>24,0</b>	<b>2 108</b>	<b>23,5</b>	<b>4 324</b>	<b>24,3</b>	<b>3 805</b>	<b>26,6</b>	<b>3 134</b>
Bioessences	2,3	236	3,9	699	3,8	682	4,0	553
Biodiesel	21,7	1 872	19,6	3 626	20,5	3 123	22,6	2 581
<b>Exportations</b>	<b>8,2</b>	<b>801</b>	<b>6,0</b>	<b>1 107</b>	<b>4,6</b>	<b>587</b>	<b>4,5</b>	<b>495</b>
Bioessences	1,5	176	0,8	156	0,8	113	0,6	66
Biodiesel	6,7	625	5,2	951	3,8	475	3,8	429
<b>Solde importateur</b>	<b>15,8</b>	<b>1 307</b>	<b>17,5</b>	<b>3 217</b>	<b>19,6</b>	<b>3 218</b>	<b>22,1</b>	<b>2 639</b>
Bioessences	0,8	60	3,1	543	3,0	569	3,3	487
Biodiesel	15,0	1 247	14,4	2 675	16,7	2 649	18,8	2 152

Note : les importations de bioéthanol incorporé « pur » sont estimées à partir des déclarations de durabilité. Concernant le commerce extérieur de biodiesel, les importations et exportations des esters méthyliques d'acide gras (EMAG) sont estimées à partir des données douanières. Pour les biocarburants issus d'huiles végétales hydrotraitées (HVHTG et HVHTE), les importations sont estimées à partir des déclarations de durabilité tandis que les exportations sont estimées à partir des données douanières sur un champ plus restreint.

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

Les pays frontaliers concentrent la plupart du commerce extérieur de biocarburants. Ainsi, les esters méthyliques d'acides gras (EMAG), qui représentent 89 % des importations de biodiesel en volume, proviennent essentiellement d'Allemagne (45 %), des Pays-Bas (16 %) et de Belgique (12 %). Les exportations d'EMAG sont majoritairement dirigées vers la Belgique (64 %), les Pays-Bas (22 %) et la Suède (7 %). L'éthanol pur, qui représente 93 % des importations de bioessences en volume, provient pour 24 % d'Espagne, pour 10 % du Brésil et pour 10 % du Royaume-Uni. Les pays vers lesquels l'éthanol pur est exporté ne sont pas connus dans les déclarations de durabilité (*voir méthodologie*) et ce produit n'est pas isolé dans les données douanières. Ces pays peuvent être les derniers pays de transit des biocarburants (dans le cas des importations vers la France) ou les premiers pays de destination (dans le cas des exportations) et donc différer des lieux de production ou de consommation effective des marchandises échangées.

## partie 2 : l’approvisionnement énergétique

### 2.3.6 ÉLECTRICITÉ

À l’exception de 2022 dans un contexte de forte baisse de la production nucléaire, la France exporte chaque année depuis le début des années 1980 davantage d’électricité qu’elle n’en importe. Sur l’ensemble de l’année 2024, la France a exporté 105 TWh et importé 15 TWh d’électricité (figure 2.3.6.1) ; elle enregistre donc un solde exportateur d’électricité de 90 TWh. Ce solde augmente de 40 TWh par rapport à 2023, principalement en raison de la hausse des exportations (+ 29 TWh).

En 2024, le solde des échanges extérieurs est positif à toutes les interconnexions frontalières (figure 2.3.6.2). Les soldes vis-à-vis de l’Allemagne et de la Belgique augmentent chacun de 10 TWh par rapport à 2023, pour atteindre respectivement 20 TWh et 13 TWh en 2024. Le solde exportateur d’électricité progresse aussi nettement avec la Grande-Bretagne (+ 7 TWh par rapport à 2023, à 21 TWh en 2024), l’Espagne (du fait d’une augmentation de 5 TWh, le solde exportateur atteint 3 TWh en 2024 et redevient excédentaire après deux années de déficit) et la Suisse (+ 4 TWh, à 12 TWh). Dans une moindre mesure, le solde exportateur d’électricité progresse également avec l’Italie (+ 3 TWh, à 21 TWh) et le Luxembourg (+ 1 TWh, à 1 TWh). Enfin, le solde exportateur diminue très légèrement avec l’Andorre mais demeure positif (- 0,0 TWh, à 0,2 TWh).

Les recettes tirées des exportations d’électricité s’élèvent en 2024 à 6,1 Md€. Déduction faite des dépenses d’importation (0,9 Md€), le solde net s’établit à 5,2 Md€ et augmente de 1,1 Md€ par rapport à l’année précédente en euros constants. Cette hausse s’explique par la forte croissance des exportations physiques d’électricité et la baisse des quantités importées, alors que les prix diminuent nettement.

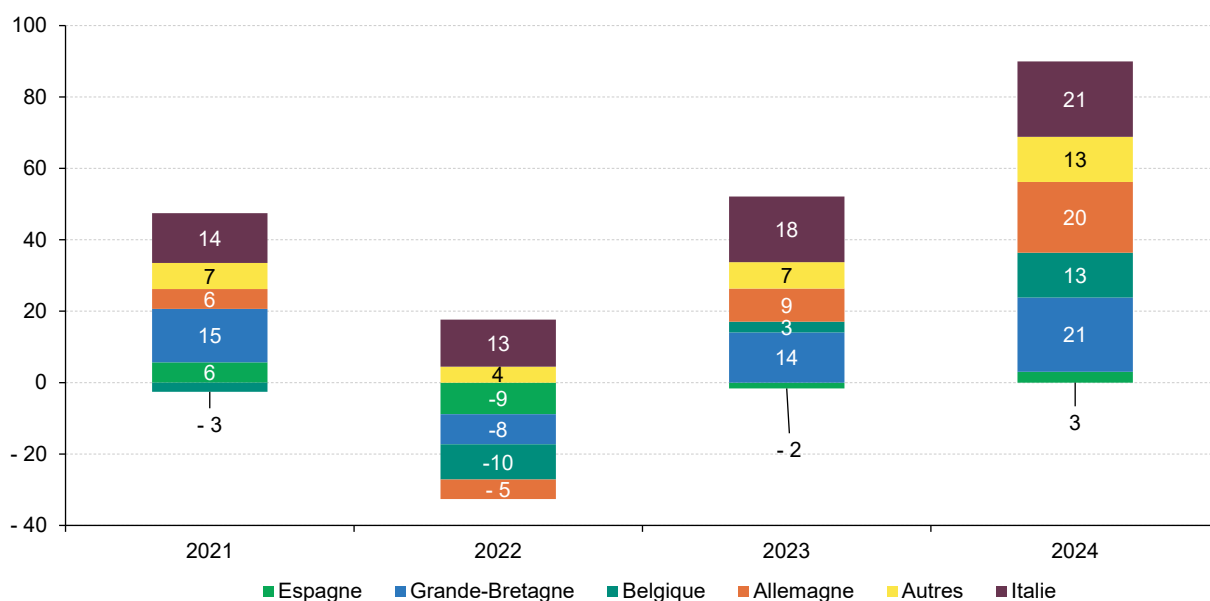
Figure 2.3.6.1 : échanges extérieurs d’électricité

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Importations	16	843	52	17 309	25	2 946	15	881
Exportations	73	3 164	37	9 356	76	6 989	105	6 055
Solde exportateur	58	2 322	- 15	- 7 953	50	4 044	90	5 175

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

Figure 2.3.6.2 : contribution au solde exportateur d’électricité

En TWh



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



partie 3

# Transformation, transport et distribution d'énergie

— Les pertes liées à la transformation, au transport et à la distribution d'énergie augmentent de 5,2 % en 2024 et s'élèvent à 952 TWh. Cette hausse s'explique essentiellement par l'augmentation de la production d'électricité des centrales nucléaires à travers les pertes de chaleur induites. À l'inverse, la consommation des combustibles pour la production d'électricité et de chaleur diminue. En particulier, la consommation de gaz pour la production d'électricité et de chaleur chute de 32 %. L'activité des raffineries et de la filière fonte est stable entre 2023 et 2024.

Les achats en énergie de la branche énergie diminuent de 10,9 % en 2024, pour atteindre 34,9 Md€. Ils sont composés à 74 % de pétrole brut utilisé dans les raffineries.



## 3.1 L'activité du raffinage est stable en 2024

Le raffinage consiste à transformer le pétrole brut en différents produits finis, qu'ils soient énergétiques (carburants, combustibles) ou non énergétiques (lubrifiants, bitumes et matières premières destinées à la pétrochimie). Le pétrole brut est, dans un premier temps, séparé par distillation en plusieurs coupes pétrolières selon leur volatilité, qui détermine la température à laquelle chaque fraction s'évapore. Les fractions les plus lourdes peuvent ensuite être converties par des procédés de craquage en molécules plus légères et mieux valorisables. Les produits ainsi obtenus font ensuite l'objet de procédés d'amélioration ou de traitements visant à accroître la qualité énergétique des carburants (amélioration de l'indice d'octane) ou à répondre aux spécifications environnementales (réduction de la teneur en soufre).

Les biocarburants produits ou importés en France sont incorporés aux carburants fossiles soit directement en raffinerie, soit ultérieurement dans les dépôts de stockage avant la distribution dans les stations-service.

Les informations fournies ci-dessous portent sur les produits raffinés, biocarburants exclus.

En 2024, la production nationale de produits raffinés, nette de la consommation propre des raffineries, s'élève à 46,1 Mtep (535,7 TWh), pour un tonnage de pétrole brut traité et autres charges de raffinage d'environ 47,9 Mtep (figure 3.1.1). La production nette est stable sur un an, après une hausse de 26 % entre 2020 et 2023. La production nette du raffinage avait chuté de plus d'un quart en 2020 en raison de la crise sanitaire, puis était restée atone en 2021, certaines installations étant restées fermées pour maintenance et défaut de rentabilité, et, dans une moindre mesure en 2022, en raison de difficultés d'approvisionnements extérieurs. Malgré cette progression depuis 2020, la production nette des raffineries demeure inférieure en 2024 à son niveau de 2019 (50,4 Mtep). En effet, l'activité des raffineries est demeurée perturbée par des mouvements sociaux et blocages en 2023, tandis que plusieurs raffineries ont été arrêtées pour des opérations importantes de maintenance (appelés « grands arrêts ») au premier semestre 2024.

Les raffineurs ont dépensé 26,5 Md€ en pétrole brut et autres charges de raffinage pour fournir des produits finis valorisés à 34,0 Md€. En euros constants 2024, la valeur de cette production diminue de 11,6 % par rapport à 2023, en raison principalement de la baisse des prix (voir 1.2). Elle reste très supérieure à celle de 2019 (+ 16,4 %). En 2024, les raffineries ont dégagé un excédent de 7,5 Md€, soit 157 € pour chaque tonne équivalent pétrole de produit à distiller utilisée, contre 198 €<sub>2024</sub> l'année précédente et 56 €<sub>2024</sub> en 2019. Ce solde reste à un niveau élevé.

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

	2019		2022		2023		2024	
	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>
Consommation de pétrole brut et autres charges de raffinage	52,3	26 327	43,6	35 843	48,0	29 780	47,9	26 530
Production nette des raffineries	50,4	29 245	41,6	47 303	46,1	39 282	46,1	34 030
Solde	-	2 918	-	11 460	-	9 502	-	7 500

*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).*

**Source :** SDES, Bilan de l'énergie

Les raffineries françaises produisent principalement du gazole, qui regroupe le gazole routier et non routier. Ce dernier produit est utilisé pour certains engins mobiles non routiers et pour les tracteurs agricoles, avec les mêmes spécifications que celles du gazole routier, excepté sa coloration. Ces gazoles utilisés comme carburant représentent 35 % du total de la production en 2024 (figure 3.1.2).

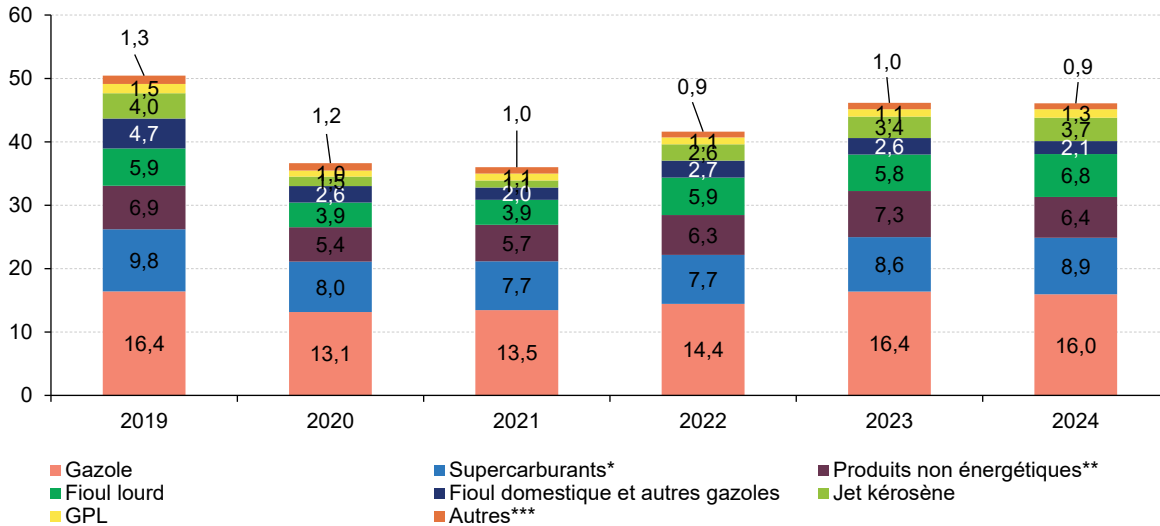
Outre le gazole, les principaux produits des raffineries sont les supercarburants (19 %), le fioul lourd (15 %) et les produits non énergétiques (14 %). Le kérosène représente 8 % du total de la production nationale de produits raffinés, en augmentation depuis la reprise progressive du trafic aérien à la suite de la crise sanitaire. Enfin, le fioul domestique et autres gazoles comptent pour 4 %, soit une baisse de 5 points sur cinq ans.

La production de gazole diminue de 3 % en un an. À 3,7 Mtep, celle de jet kérosène continue de progresser nettement (+ 9 % en 2024, après + 31 % en 2023), mais demeure inférieure de 8 % à son niveau de 2019. La production de fioul lourd, à 6,8 Mtep en 2024, dépasse son niveau de 2019 (5,9 Mtep).

### partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

**Figure 3.1.2 : production nette de produits finis des raffineries**

En Mtep



\* Y compris essence aviation.

\*\* Naphta, bitumes, lubrifiants.

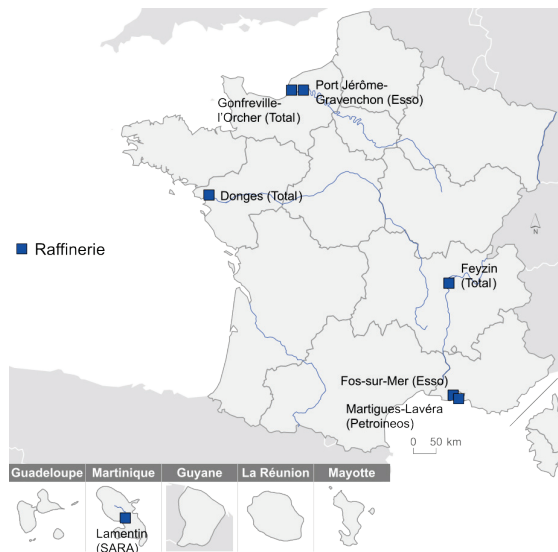
\*\*\* Coke de pétrole, pétrole lampant, autres produits.

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. Celle de gazole non routier, utilisé dans l'agriculture et la construction notamment, est regroupée avec le gazole routier dans le poste gazole, car il s'agit de fait du même produit sur le plan chimique.

Source : SDES, enquête auprès des raffineurs

Après la fermeture de plusieurs installations au début des années 2010 et la conversion de deux sites en bioraffinerie (Total – La Mède et Total – Grandpuits), la France compte sept raffineries en activité (six dans l'hexagone et une en Martinique), avec une capacité totale de distillation atmosphérique d'environ 57 millions de tonnes par an (figure 3.1.3).

**Figure 3.1.3 : raffineries de pétrole brut en 2024**



Source : SDES, d'après DGEC

## 3.2 Hausse modérée du coût d'acheminement du gaz

### 3.2.1 INJECTIONS DE BIOMÉTHANE

Depuis 2012, du biométhane, obtenu par épuration de biogaz, est injecté dans les réseaux de gaz naturel. Si les volumes concernés demeurent relativement faibles, ils progressent néanmoins rapidement avec le développement de la filière (figure 3.2.1.1). En 2024, 11,6 TWh ont ainsi été injectés dans les réseaux, soit 27 % de plus que l'année précédente, pour un montant estimé à 1,5 Md€. Par rapport à l'achat de gaz naturel, cela entraîne un surcoût pour les opérateurs (sous la forme d'une obligation d'achat) qui est compensé par l'État au titre des charges de service public de l'énergie. En 2024, cette compensation s'élève à 1,1 Md€. En fin d'année 2024, 731 installations d'une capacité d'injection de 13,9 TWh/an sont raccordées aux réseaux de gaz naturel, tandis que 972 projets supplémentaires pour lesquels une demande de raccordement a été effectuée auprès d'un opérateur, représentant une capacité de 14,7 TWh/an, sont en cours d'instruction.

Figure 3.2.1.1 : injections de biométhane

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>
Injections de biométhane	1,2	146,7	7,0	818,2	9,1	1 187,0	11,6	1 475,1
dont subvention	-	127,9	-	95,4	-	828,4	-	1 078,0

\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après NaTran, 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 6,9 Md€ en 2024, en hausse de 3,6 % en euros constants par rapport à 2023 (figure 3.2.2.1). La rémunération correspond au coût des infrastructures gazières, répercuté sur le consommateur final via deux mécanismes : d'une part, les tarifs d'accès des tiers aux réseaux (de transport : ATRT, et de distribution : ATRD) et aux terminaux régulés (terminaux méthaniers, ATTM) qui sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie ; d'autre part, les tarifs liés aux sites de stockage qui sont 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<sup>er</sup> 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 (sauf indirectement à travers les pertes liées au transport). En revanche, elle comprend la valeur des pertes physiques de gaz sur les réseaux. Ces pertes s'élèvent à 3,5 TWh en 2024, en baisse de 13,8 % par rapport à 2023 (figure 3.2.2.2). Ces pertes représentent une charge de 120 M€ pour les gestionnaires, soit près d'un quart de moins qu'en 2023 (- 26,2 %). Cette charge diminue nettement en raison du repli des prix du gaz en 2024.

Les gestionnaires ont ainsi perçu une rémunération, nette de la valeur de ces pertes, d'environ 6,8 Md€ en 2024, en hausse de 4,3 % en euros constants par rapport à 2023. Cette rémunération permet de financer le développement, la maintenance et l'exploitation des infrastructures gazières ainsi que les missions associées (figure 3.2.2.3). Elle a crû de 0,5 % en moyenne annuelle en euros constants depuis 2011. Le réseau de transport et ceux de distribution perçoivent respectivement 30 % et 51 % de cette rémunération en 2024, contre 11 % pour les sites de stockage souterrain et 8 % pour les terminaux méthaniers.

### partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

**Figure 3.2.2.1 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières**

En M€<sub>2024</sub>

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Réseau de transport	1 814	1 918	2 068	2 053	2 143	2 117	2 097	2 085	2 080	2 021	2 198	2 155	2 120
<i>dont pertes</i>	65	118	89	84	53	67	78	48	22	73	238	84	72
Réseaux de distribution	3 507	3 909	3 629	3 805	4 062	3 987	3 964	3 952	3 691	3 872	3 543	3 244	3 524
<i>dont pertes</i>	73	82	51	50	38	45	57	32	19	105	190	65	39
Sites de stockage souterrain	951	740	808	831	759	632	799	786	737	693	749	775	776
<i>dont pertes</i>	16	16	10	8	7	4	12	7	4	22	44	14	9
Accès aux terminaux méthaniers	371	390	388	384	382	506	526	542	513	457	479	518	512
<b>Total</b>	<b>6 658</b>	<b>6 957</b>	<b>6 892</b>	<b>7 073</b>	<b>7 346</b>	<b>7 241</b>	<b>7 386</b>	<b>7 366</b>	<b>7 020</b>	<b>7 042</b>	<b>6 969</b>	<b>6 691</b>	<b>6 931</b>
<i>dont pertes</i>	154	216	150	143	97	117	147	86	45	200	471	163	120
<b>Total hors pertes</b>	<b>6 504</b>	<b>6 741</b>	<b>6 743</b>	<b>6 931</b>	<b>7 249</b>	<b>7 124</b>	<b>7 239</b>	<b>7 280</b>	<b>6 975</b>	<b>6 842</b>	<b>6 497</b>	<b>6 528</b>	<b>6 811</b>

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après NaTran, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

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

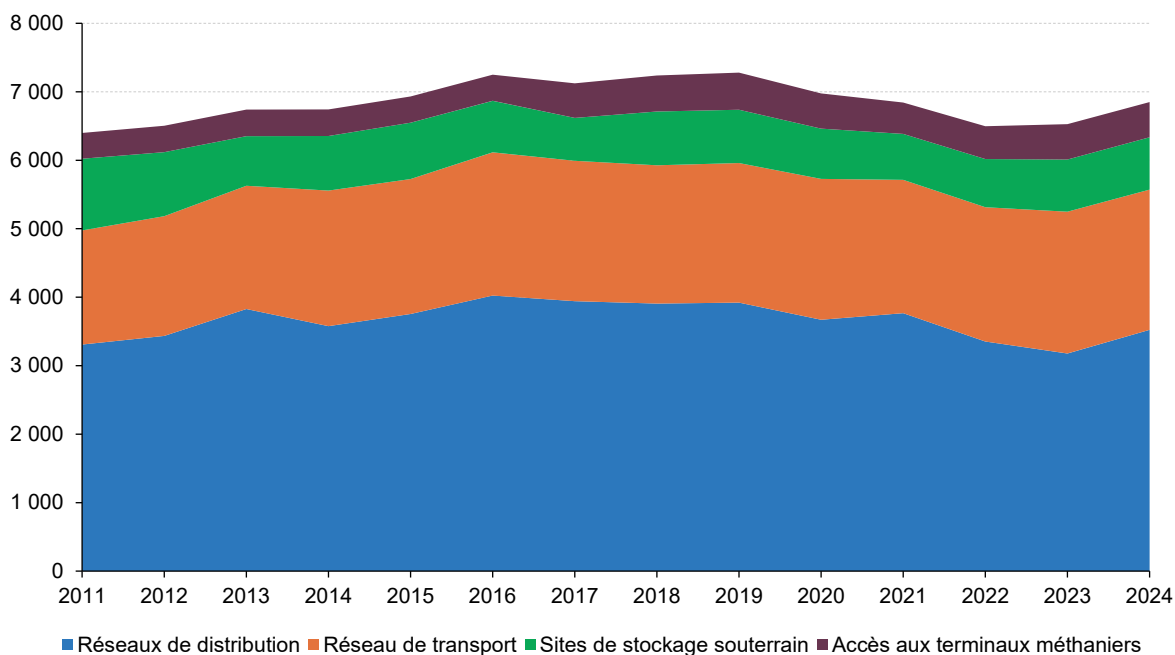
	2019		2022		2023		2024	
	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>
Réseau de transport	3,1	48	2,2	238	2,1	84	2,1	72
Réseaux de distribution	2,0	32	1,8	190	1,6	65	1,1	39
Sites de stockage souterrain	0,4	7	0,4	44	0,3	14	0,3	9
<b>Total</b>	<b>5,5</b>	<b>86</b>	<b>4,5</b>	<b>471</b>	<b>4,1</b>	<b>163</b>	<b>3,5</b>	<b>120</b>

\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après NaTran, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

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

En M€<sub>2024</sub>



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après NaTran, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

### partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

---

En 2024, 480 TWh PCS de gaz naturel ont été importés en France, un niveau en diminution de 10 % par rapport à 2023 (voir 2.3.2). 43 % du gaz naturel importé en France l'est par gazoduc, un taux en légère progression (+ 2 points) par rapport à 2023. Les volumes de gaz gazeux importés diminuent de 5 % par rapport à 2023. Le système gazier français est aujourd'hui doté de sept points d'interconnexion principaux, pour une capacité d'importation cumulée d'environ 2 600 GWh/jour en 2024 (figure 3.2.2.4).

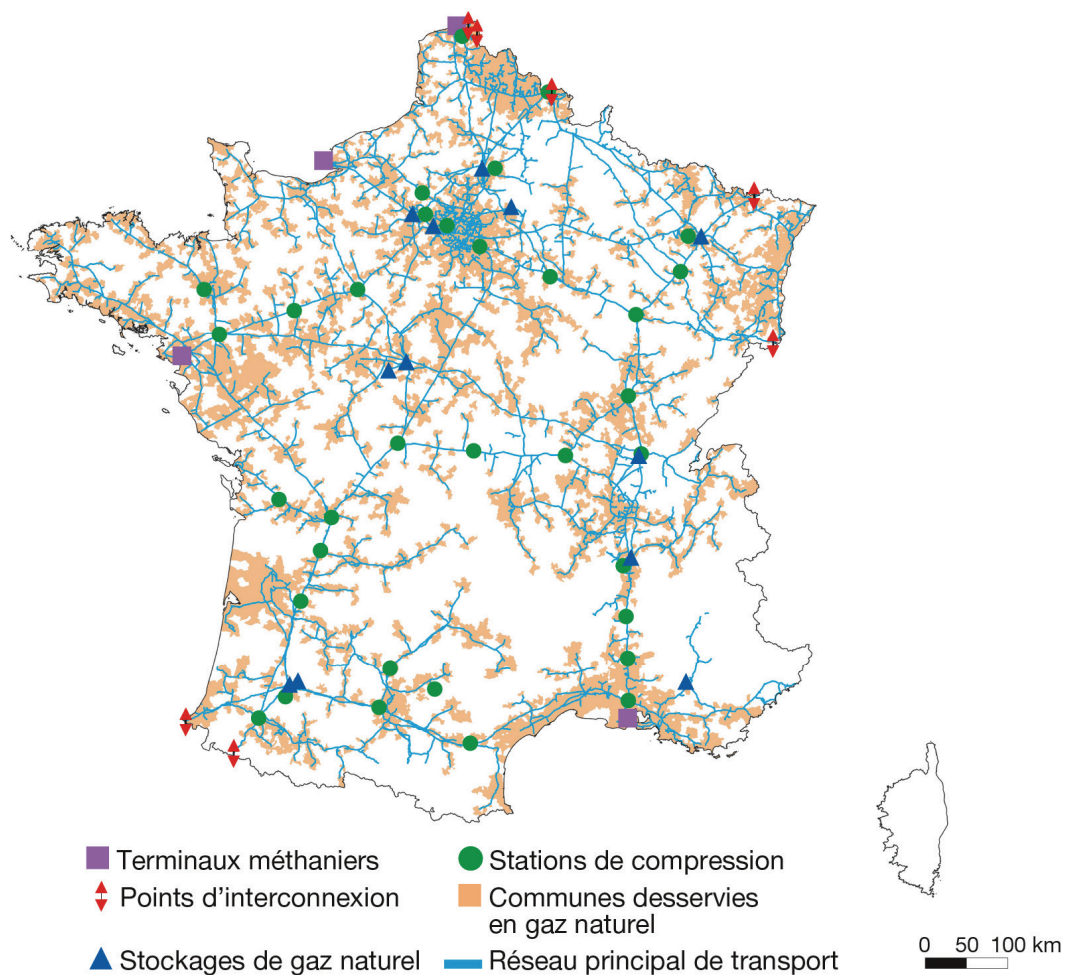
Les terminaux méthaniers permettent, quant à eux, d'accueillir les cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL), importées par voie maritime, puis de regazéifier le GNL pour pouvoir l'injecter dans le réseau. Ils sont au nombre de cinq, répartis sur quatre sites distincts : Fos Cavaou et Fos Tonkin (tous deux situés à Fos-sur-Mer), Montoir-de-Bretagne, Loon-Plage (Dunkerque) et Le Havre. Un terminal flottant (FSRU, *floating storage regasification unit* ou unité flottante de stockage et de regazéification) a également été mis en service au Havre entre octobre 2023 et août 2024. Quatre sociétés se partagent la gestion de ces sites : Elengy pour les terminaux de Fos Tonkin et Montoir-de-Bretagne, Fosmax LNG (filiale à 100 % d'Elengy) pour Fos Cavaou, Dunkerque LNG pour Loon-Plage et TotalEnergies LNG Services France (TELSF) pour le terminal flottant du Havre. L'accès et la tarification des deux terminaux de Fos et de celui de Montoir sont régulés par la CRE en vertu des articles 452-3 et 452-4 du Code de l'énergie. Les capacités de ces terminaux sont souscrites par les importateurs de gaz naturel dans le cadre d'un marché. Le terminal de Loon-Plage, dont la mise en service commercial a eu lieu en janvier 2017, bénéficie pour une durée de vingt ans d'un régime dérogatoire en matière d'accès et de tarification. En application de dispositions de l'article L. 111-109 du Code de l'énergie, TELSf a demandé des dérogations relatives à la régulation tarifaire et à l'accès des tiers le 20 octobre 2022 pour une durée de cinq ans à compter de sa mise en service commercial avec un avis favorable de la CRE dans sa délibération n° 2022-302 du 24 novembre 2022. Les entrées de GNL diminuent par rapport à 2023 (- 13 %), mais restent à un niveau nettement supérieur à celui de 2021. Ces entrées sous forme liquide permettent de limiter les soutirages dans les stockages et de compenser la baisse des entrées par gazoduc par rapport à la situation d'avant-crise.

Lors de la période estivale, la constitution de stocks de gaz naturel à proximité des zones de consommation permet de réduire les risques de saturation des réseaux et de répondre aux fortes consommations de gaz lors des périodes hivernales (voir 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 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), NaTran (ex-GRTgaz) pour le reste du territoire (plus de 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. Environ 11 millions de consommateurs sont ainsi raccordés aux quelque 215 000 km de canalisations de distribution. GRDF assure la distribution d'environ 96 % du marché, des entreprises locales de distribution (ELD), ainsi que quelques autres sociétés, se répartissant le reste.

Figure 3.2.2.4 : infrastructures gazières françaises en 2024 (hors réseaux de distribution)



Sources : NaTran ; Storengy ; Teréga

## 3.3 La transformation de charbon : légère reprise de l'activité de la filière fonte

La consommation d'énergie de la filière fonte atteint 36 TWh en 2024 (+ 0,7 % par rapport à 2023). La dépense correspondante s'élève à 1,0 Md€ (- 19,9 % par rapport à 2023 en euros constants 2024). La filière est composée de deux types d'installations : les cokeries et les hauts-fourneaux.

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 françaises transforment du charbon primaire en 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 gaz fatals, dont une partie est réutilisée pour chauffer les fours à coke. 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, en 2024, deux cokeries sont encore en activité, à Dunkerque et Fos-sur-Mer.

La consommation nette des cokeries augmente en 2024. La production de coke et de gaz diminue en effet à un rythme légèrement plus élevé que la consommation de charbon primaire.

La marge de cokéfaction est la 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. Elle diminue nettement par rapport à 2023, en raison et de la forte baisse des prix (voir 1.4) et de la diminution de la production nette.

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 ce bilan comme faisant partie du secteur de la transformation d'énergie, conformément à la méthodologie de l'Agence internationale de l'énergie.

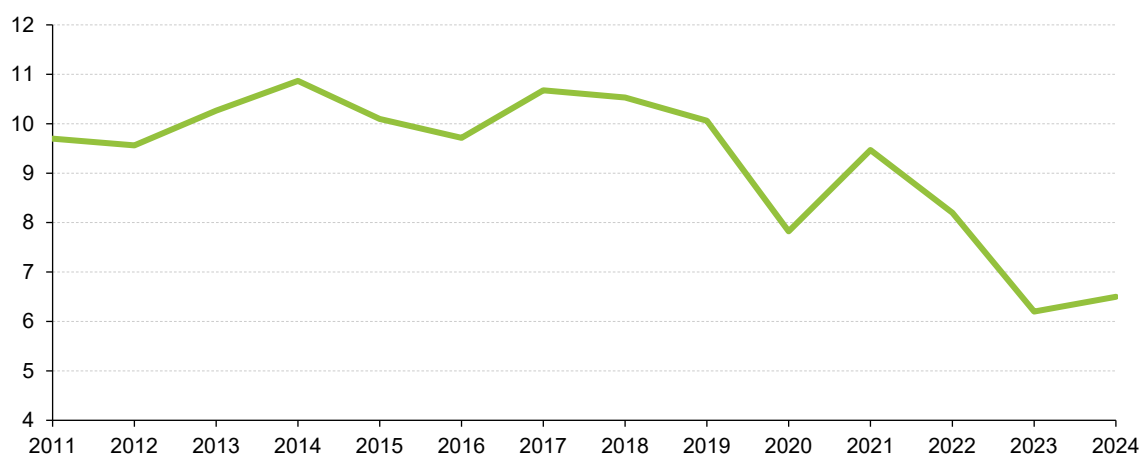
À la fin de l'année 2024, cinq hauts-fourneaux sont encore en activité en France : deux se situent à Dunkerque, deux à Fos-sur-Mer, dont un est à l'arrêt pour des raisons économiques, et un à Pont-à-Mousson.

En 2024, les hauts-fourneaux ont consommé un peu plus de 40 TWh de produits charbonniers, dont un peu plus de la moitié de charbon dérivé, principalement du coke. Nette des gaz fatals produits lors du processus de production, la consommation totale des hauts-fourneaux s'élève à 30 TWh. Cette consommation diminue de 1,3 % par rapport à 2023 et de 30 % par rapport à 2019 dans le sillage de la production de fonte (figure 3.3.1). En 2023, l'activité a été particulièrement affectée dans le contexte du ralentissement de la demande d'acier, de prix de l'énergie encore élevés et d'une concurrence accrue de pays tels que les États-Unis et la Chine. Ainsi, un des deux hauts-fourneaux de l'usine de Fos-sur-Mer a été temporairement mis à l'arrêt durant le premier trimestre, puis une nouvelle fois en fin d'année. Par ailleurs, deux autres installations ont subi des difficultés opérationnelles et ont dû être arrêtées durant plusieurs mois. Le redémarrage des installations ayant nécessité davantage de combustible, le rendement du processus s'est dégradé. Ainsi, en 2024, la production de fonte a augmenté plus rapidement que la consommation de matière première.

### partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

---

**Figure 3.3.1 : production de fonte brute**  
En Mt



Source : SDES, Bilan de l'énergie

## 3.4 La production d'électricité dépasse légèrement son niveau d'avant les crises sanitaire et énergétique

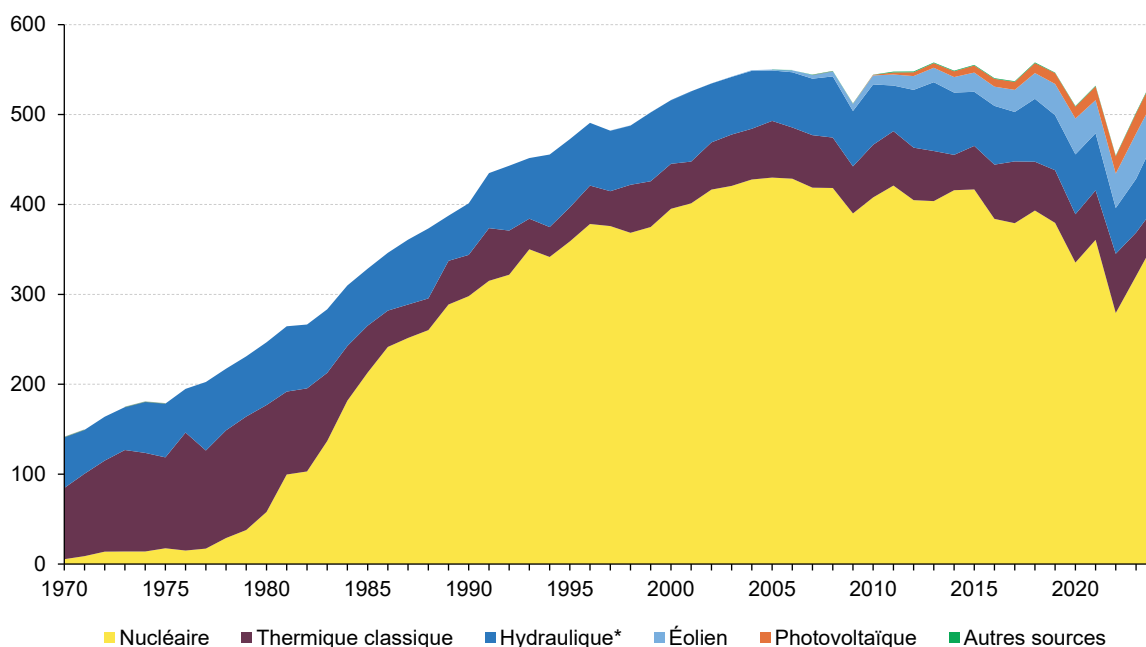
### 3.4.1 PRODUCTION NETTE D'ÉLECTRICITÉ

La production d'électricité, nette de la consommation des auxiliaires et des pertes dans les transformateurs des centrales, s'établit à 548 TWh en 2024 (figures 3.4.1.1 et 3.4.1.2). Elle augmente de 9,0 % par rapport à 2023 et atteint un niveau très légèrement supérieur à son niveau d'avant-crise (547 TWh en 2019).

Cette hausse s'explique essentiellement par la poursuite du redressement de la production nucléaire (+ 12,9 %, à 362 TWh) initié en 2023 grâce à une meilleure maîtrise des arrêts des installations pour maintenance et contrôles (voir 2.2.2). La production d'électricité nucléaire représente 66,0 % de la production nette d'électricité en France en 2024. De plus, la production hydraulique continue d'augmenter fortement en 2024 (+ 27,6 %, à 76 TWh en 2024, après + 17,6 % en 2023), l'année 2024 ayant été l'une des années les plus pluvieuses depuis 1959. Dans le même temps, en raison de conditions de vent moins favorables en 2024 qu'en 2023 et malgré le développement du parc, la production éolienne recule (- 7,7 %). Enfin, le parc photovoltaïque continue de se développer, tout comme la production qui augmente de 10,1 % entre 2023 et 2024. En conséquence, la production thermique classique, qui permet de faire face à une baisse de la production renouvelable et nucléaire ou de répondre à un pic de demande, diminue de 22,4 % en 2024, pour s'établir à 37,4 TWh.

Figure 3.4.1.1 : production nette d'électricité

En TWh



\* Y compris énergie marémotrice.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après RTE, EDF et producteurs d'électricité

### partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

Figure 3.4.1.2 : production nette d'électricité

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Production nucléaire	379		279		320		362	
<i>dont Arenh</i>	120	5 820	126	5 690	127	5 428	123	5 162
Production hydraulique*	61		51		60		76	
<i>dont hydraulique sous OA</i>	6	564	4	437	3	354	4	438
<i>dont subventions OA</i>		259		- 412		- 322		- 57
Production éolienne	35		38		50		47	
<i>dont éolien sous OA</i>	32	3 286	32	3 598	36	3 928	33	4 090
<i>dont subventions OA</i>		1 747		- 2 390		- 3 520		187
Production photovoltaïque	12		19		23		25	
<i>dont photovoltaïque sous OA</i>	12	4 149	19	5 039	22	4 848	23	5 658
<i>dont subventions OA</i>		3 569		1 525		11		3 151
Production thermique renouvelable et géothermie	10		11		12		13	
<i>dont sous OA</i>	8	1 261	8	1 489	7	1 898	7	2 423
<i>dont subventions OA</i>		842		24		531		1 342
Production thermique non renouvelable	49		56		37		25	
<i>dont sous OA</i>	12	2 692	11	4 047	10	2 672	9	1 967
<i>dont subventions OA</i>		1 920		1 932		572		846
Autre (Interconnexion**)		49		201		88		76
<i>dont subventions</i>		9		148		21		2
Production subventionnée hors OA en ZNI***	2	1 019	3	1 002	3	1 111	3	1 143
<i>dont subventions</i>		728		591		589		605
<b>Total production France</b>	<b>547</b>		<b>454</b>		<b>502</b>		<b>548</b>	
<b>Subventions totales (y compris interconnexions et charges de péréquation dans les ZNI)</b>		<b>9 073</b>		<b>1 418</b>		<b>- 2 118</b>		<b>6 076</b>

\* 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 DROM 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 : SDES, Bilan de l'énergie, d'après Commission de régulation de l'énergie

#### Nucléaire

Dans la continuité du redressement initié en 2023, la production nette d'électricité nucléaire augmente de 12,9 % en 2024, à 362 TWh (voir 2.2.2). La disponibilité du parc poursuit son amélioration par rapport à l'année 2022, marquée par les multiples arrêts pour maintenance et contrôles à la suite de la découverte d'un problème de corrosion dans les circuits de refroidissement de la centrale de Civaux à l'automne 2021. En 2024, la production nucléaire atteint ainsi son niveau le plus élevé depuis la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim en 2020.

Dans le cadre du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh), un peu plus d'un tiers de la production nucléaire, soit 123 TWh, a été rachetée à EDF par les fournisseurs alternatifs ainsi que par les gestionnaires de réseaux pour la couverture de leurs pertes, pour un montant de 5,2 Md€. En effet, en 2024, 23 TWh ont été cédés à destination des pertes liées au transport d'électricité, dont la plus grande partie vient de la dissipation de chaleur par effet Joule. Ainsi, les fournisseurs peuvent avoir un droit supérieur au plafond de l'Arenh (fixé à 100 TWh) afin de tenir compte des quantités d'électricité fournies à perte.

### Hydraulique

La production hydraulique nette (y compris énergies marines et pompages) progresse fortement en 2024 (+ 27,6 % par rapport à 2023) et s'établit à 76,3 TWh (voir 2.2.3), soit son niveau le plus élevé depuis 2013 (76,5 TWh). Cela s'explique notamment par les conditions hydrologiques exceptionnelles en 2024, référencée parmi les années les plus pluvieuses depuis 1959.

Un peu plus de 5,5 TWh (6,9 % 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 2024, 4 TWh sont produits dans le cadre de contrats d'obligation d'achat ou compléments de rémunération. Jusqu'en 2016, le tarif d'achat concernait les installations de moins de 12 MW. Entre mai 2016 et juin 2025, n'étaient éligibles à de nouveaux contrats d'obligation d'achat que les installations de moins de 500 kW. Ce seuil a été abaissé à 400 kW en juin 2025, et sera de 200 kW à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026. Un complément de rémunération en guichet ouvert est possible pour les installations de moins de 1 MW et sur appel d'offres pour les installations de puissance comprise entre 1 et 4,5 MW. Comme en 2023, les charges de l'État pour cette filière sont négatives en 2024 (- 57 M€), le tarif de soutien moyen de la filière demeurant en 2024 inférieur aux prix de gros de l'électricité. À noter, cependant, que cette situation entraîne depuis 2022 des résiliations anticipées de contrat.

### Éolien

Malgré la progression des capacités installées, la production éolienne recule de 7,7 % en 2024 en raison de conditions météorologiques défavorables et s'établit à 46,5 TWh (voir 2.2.3). Après s'être envolés en 2022, les prix de gros de l'électricité poursuivent leur recul en 2024 bien qu'ils restent à un niveau supérieur à celui d'avant la crise énergétique. En conséquence, les subventions à la filière éolienne dans le cadre du dispositif des obligations d'achat et des compléments de rémunération sont redevenues positives en 2024, à 0,2 Md€, après deux années caractérisées par la vente sur les marchés de gros de la production d'électricité éolienne à des prix supérieurs aux tarifs de soutien. En effet, les compensations aux opérateurs se fondent sur la différence entre un tarif de soutien fixé à l'avance et le prix de marché.

### Solaire photovoltaïque

Malgré une année 2024 historiquement peu ensoleillée, la production solaire photovoltaïque poursuit sa progression (+ 10,1 %) et s'établit à 24,9 TWh en raison de l'augmentation record de la puissance du parc en 2024 (voir 2.2.3). Le champ couvert par cette production inclut la production photovoltaïque autoconsommée qui s'élève à 2,2 TWh en 2024. L'État, via les dispositifs d'obligation d'achat et de compléments de rémunération soutient particulièrement les différentes formes de production photovoltaïques (autoconsommation et vente en totalité). En 2024, les montants des subventions attribués à la filière solaire atteignent leur niveau le plus haut depuis 2020, soit 3,2 Md€, favorisés par la baisse du prix du marché capté par la filière en 2024 et l'augmentation du parc soutenu (en capacités installées).

### Thermique classique

L'ajustement de l'offre à la demande d'électricité est, pour l'essentiel, assuré par la filière thermique classique à partir de combustibles fossiles ou renouvelables, dont les moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement selon les besoins. La production thermique poursuit son recul (- 22,4 % entre 2023 et 2024, après - 26,9 % entre 2022 et 2023) et s'établit à 37,4 TWh en 2024 (figure 3.4.1.3). En effet, dans un contexte de hausse soutenue des productions d'origine nucléaire et hydraulique, les installations thermiques classiques, utilisées comme moyens de pointe pour ajuster l'offre à la demande, ont été peu sollicitées.

Le rendement électrique moyen des centrales thermiques classiques, rapport de la production d'électricité à la consommation de combustibles nécessaire à cette production, est très différencié selon le combustible utilisé. En 2024, il s'élève à 64 % pour le gaz naturel, 44 % pour la biomasse, 42 % pour le biogaz, 41 % pour les produits pétroliers, 31 % pour les déchets ménagers. Ces derniers sont consommés principalement par des incinérateurs dont le but premier est la destruction des déchets et non la conversion énergétique. À l'inverse, les centrales fonctionnant au gaz naturel, en particulier celles qui sont dédiées à la production d'électricité seule, affichent en moyenne le meilleur rendement, convertissant plus de 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. Les centrales de cogénération qui produisent à la fois de la chaleur et de l'électricité à

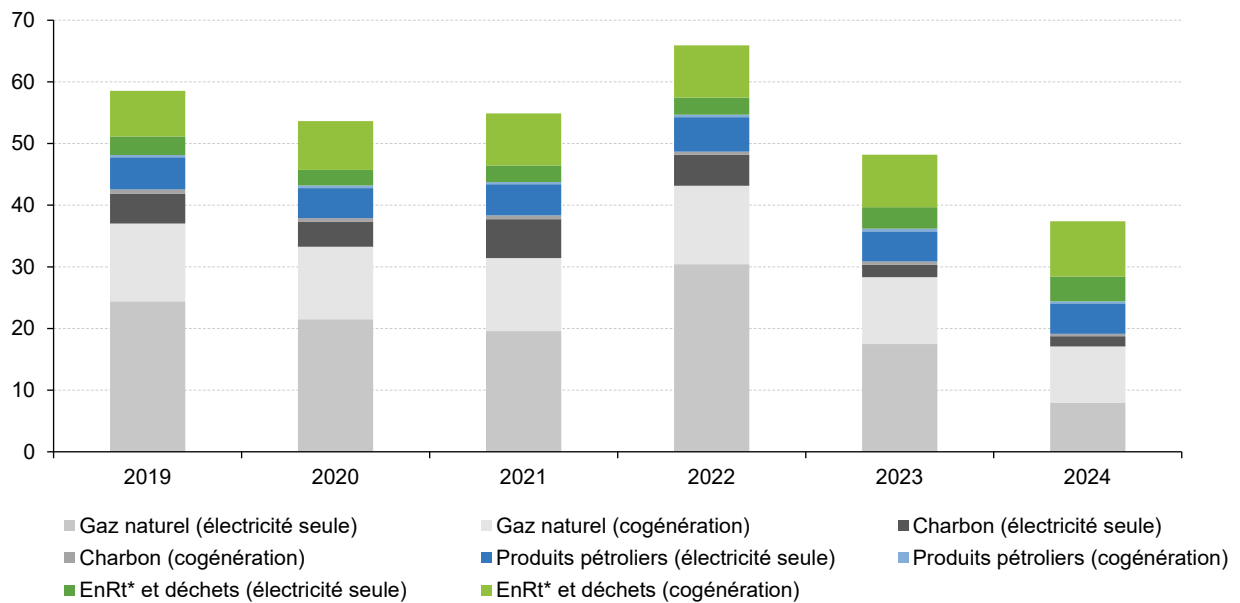
### partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

partir de la biomasse ou des déchets tirent les rendements électriques de ces combustibles à la baisse. Leur efficacité globale reste néanmoins plus importante car le rendement de la production de chaleur y est conventionnellement fixé à 85 %. Les rendements énergétiques apparents sont dispersés, en particulier dans le cas du biogaz, dont la teneur en méthane peut être très variable, et de la biomasse, dont la composition et le taux d'humidité ne sont pas très homogènes (figure 3.4.1.4). Le pouvoir calorifique de ces combustibles est estimé avec beaucoup plus d'imprécision et les différences de rendements apparents témoignent vraisemblablement de différences de pouvoirs calorifiques non pris en compte. Pour le gaz naturel et le pétrole, les faibles rendements sont principalement observés lorsque ces combustibles sont mélangés avec des déchets ou des gaz de raffineries (qui sont classés parmi les produits pétroliers mais peuvent contenir d'autres gaz).

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'élève à 16 TWh en 2024, et est subventionnée à hauteur de 2,2 Md€.

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

En TWh



\* EnRt = énergies renouvelables thermiques.

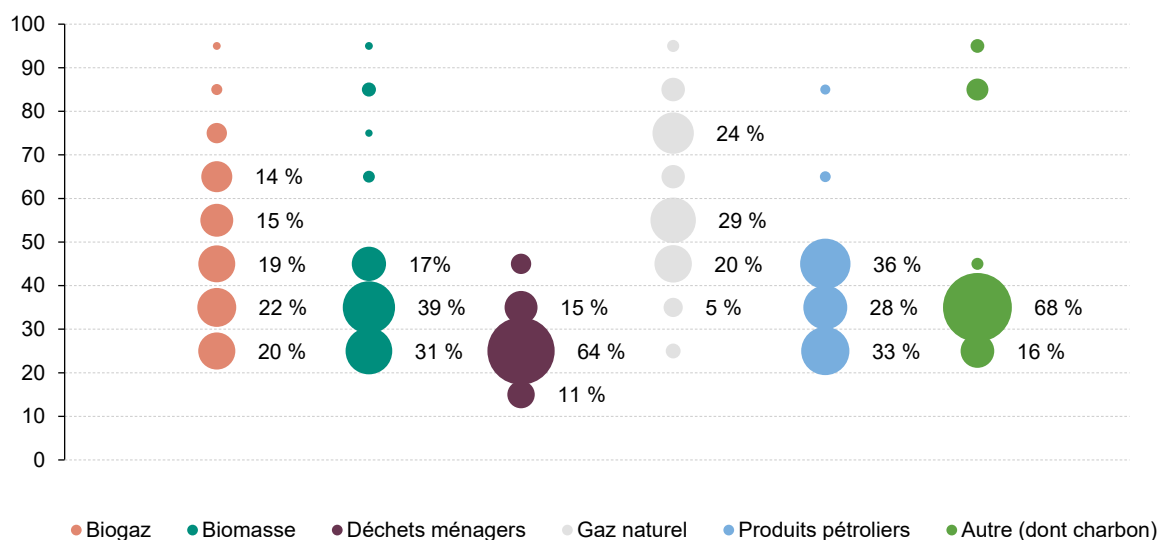
Lecture : en 2024, 17 TWh d'électricité ont été produits par combustion de gaz naturel, dont 9 TWh à l'aide d'un procédé de cogénération.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, enquête annuelle sur la production d'électricité

### partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

**Figure 3.4.1.4 : répartition des combustibles par tranche de rendement en 2024**

Tranche de rendement (en %)



*Lecture : en 2024, 64 % de la consommation des déchets ménagers pour produire de l'électricité a été réalisée dans des centrales avec un rendement énergétique compris entre 20 et 30 %.*

*Note : la taille des ronds est proportionnelle au poids du combustible par tranche de rendement dans la consommation totale de ce combustible pour produire de l'électricité. En cas d'utilisation de plusieurs combustibles par une centrale, la production est répartie entre ces derniers en proportion : une centrale consommant plusieurs combustibles apparaît ainsi dans plusieurs ronds sur la même tranche.*

*Champ : centrales thermiques.*

*Source : SDES, enquête annuelle sur la production d'électricité*

Sur l'ensemble des filières de production, ce sont, au total, 77 TWh d'électricité qui sont vendus aux acheteurs obligés ou bénéficient de compléments de rémunération en 2024, pour un montant de 14,6 Md€, dont un peu moins de la moitié est subventionné par l'État dans le cadre des mécanismes d'obligation d'achat et de complément de rémunération. Après deux années historiquement basses, le montant des subventions accordé par l'État renoue avec son niveau d'avant-crise, favorisé par la baisse des prix de gros de l'électricité en 2024 (voir 1.7.1).

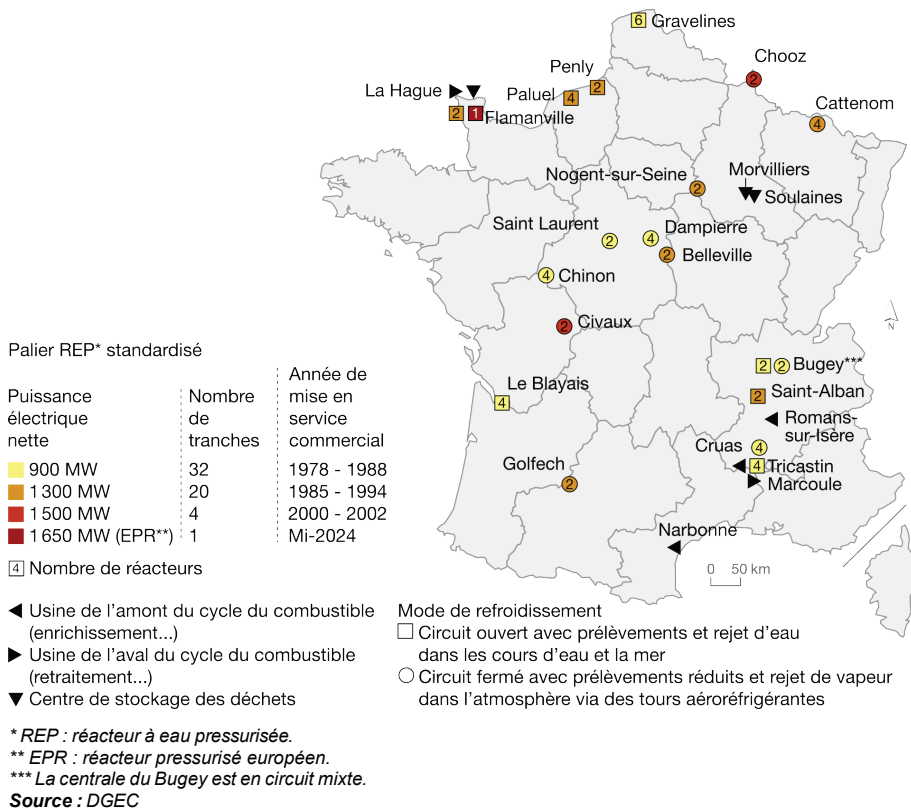
Par ailleurs, des compensations, de l'ordre de 2,2 Md€ en 2024, sont accordées par l'État aux producteurs situés dans les zones non interconnectées (les îles françaises dont l'éloignement géographique empêche ou limite une connexion au réseau électrique continental) dans le cadre de la péréquation géographique tarifaire<sup>1</sup>. 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.

<sup>1</sup> 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.

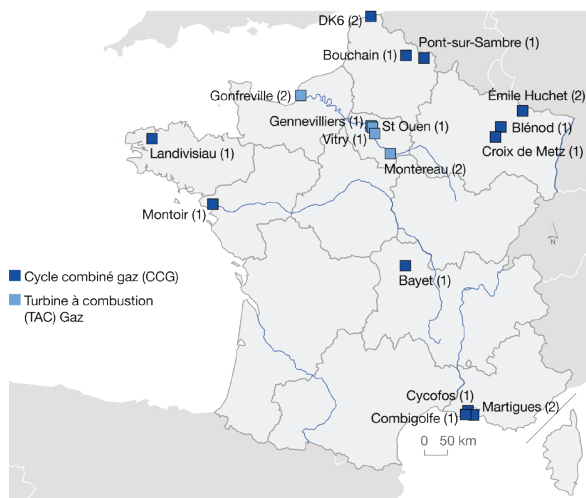
**partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie**

**Principales installations de production d'électricité en France par filière**

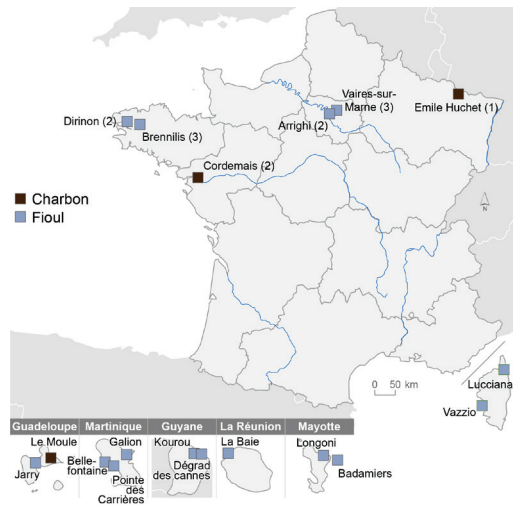
**Figure 3.4.1.5 : sites nucléaires, situation au 31 décembre 2024**



**Figure 3.4.1.6 : centrales au gaz naturel, situation au 31 décembre 2024**

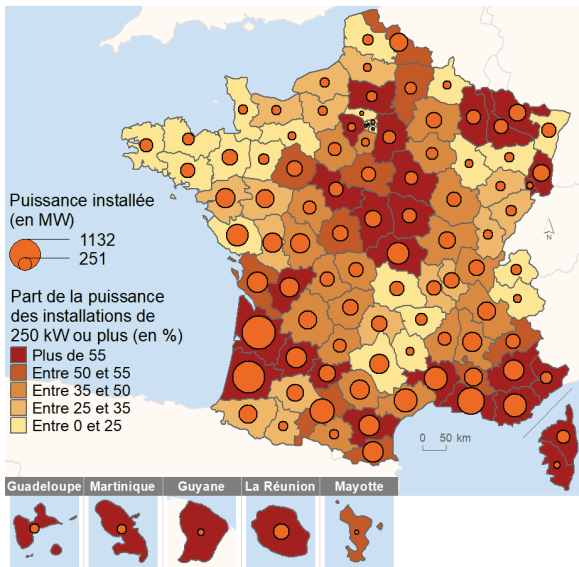


**Figure 3.4.1.7 : centrales à charbon et au fioul, situation au 31 décembre 2024**



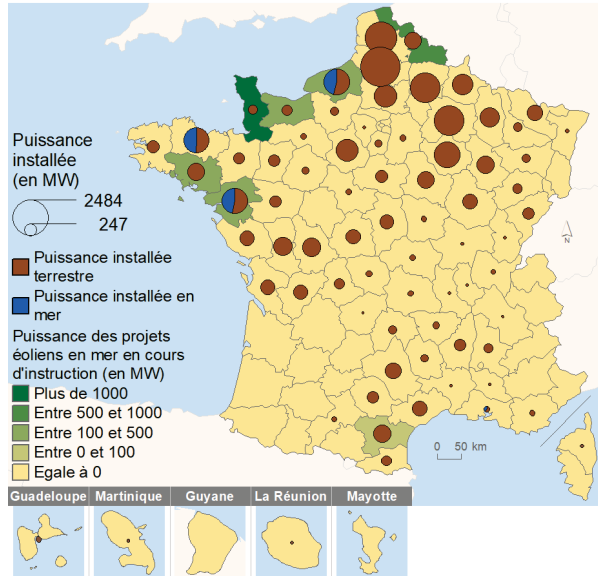
**partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie**

**Figure 3.4.1.8 : puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2024**  
En MW



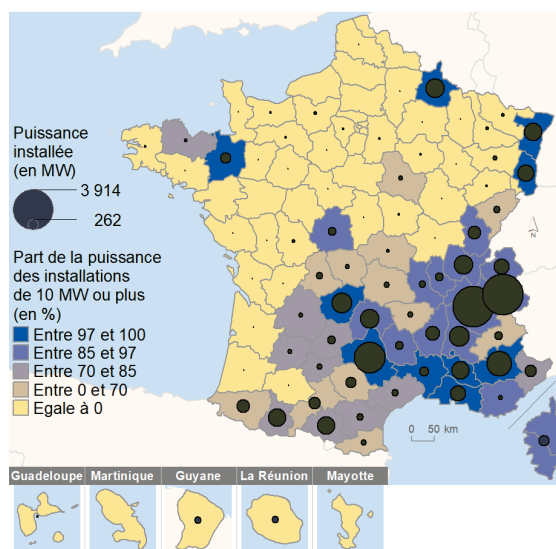
Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF- SEI, CRE et les principales ELD

**Figure 3.4.1.9 : puissance éolienne raccordée au réseau au 31 décembre 2024**  
En MW



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF- SEI, CRE et les principales ELD

**Figure 3.4.1.10 : puissance hydraulique (hors pompages, y compris énergies marines) raccordée au réseau au 31 décembre 2024**



Source : SDES, Bilan de l'énergie, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

## partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

### 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 et le réseau de distribution. Le réseau de transport, géré par RTE sur le territoire continental, comprend les lignes à très haute tension (« HTB »). En 2024, il atteint une longueur totale d'environ 106 550 km. Le réseau de transport 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 1,4 million de kilomètres. Enedis est le gestionnaire d'un réseau couvrant 95 % des clients du territoire continental, une centaine d'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 s'élève à 17,4 Md€ en 2024 (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 (voir 1.7.2). Ces pertes s'élèvent à 39 TWh en France en 2024, entraînant une charge de 3,7 Md€ pour les gestionnaires. Nette de la valeur de ces pertes (qui, *in fine*, constitue une rémunération des producteurs), une rémunération de 13,6 Md€ en 2024 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, augmente, de 4,1 % en 2024 en raison de la hausse du Turpe de 6,5 % pour les réseaux de distribution et de 6,7 % pour le réseau de transport au 1<sup>er</sup> août 2023.

Les réseaux de distribution et le réseau de transport contribuent respectivement à hauteur de 76 % et 24 % au coût total d'acheminement de l'électricité en 2024.

Les coûts unitaires en 2024 sont sensiblement supérieurs aux valeurs de 2023 pour les réseaux de transport et de distribution, tirés à la hausse par l'augmentation du Turpe et malgré une baisse des coûts unitaires des pertes associées (respectivement - 17,9 % pour le transport et - 35,4 % pour la distribution).

Figure 3.4.2.1 : utilisation des réseaux d'électricité

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Réseau de transport	436	4 278	420	2 189	414	4 035	415	4 216
<i>dont pertes</i>	11	460	10	490	11	1 201	12	986
Réseaux de distribution	399	10 442	387	13 276	381	12 633	381	13 144
<i>dont pertes</i>	27	1 200	25	2 441	26	4 221	27	2 727
<b>Utilisation des réseaux</b>	<b>472</b>	<b>14 720</b>	<b>454</b>	<b>15 464</b>	<b>448</b>	<b>16 668</b>	<b>450</b>	<b>17 360</b>
<i>dont pertes</i>	<b>38</b>	<b>1 659</b>	<b>35</b>	<b>2 932</b>	<b>37</b>	<b>5 421</b>	<b>39</b>	<b>3 712</b>

Lecture : le réseau de transport a acheminé 427 TWh d'électricité en 2024 et a perçu pour cela une rémunération de 5 202 M€, dont 986 M€ correspondent à l'achat de 12 TWh dissipés lors de ce transport.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après les gestionnaires de réseaux

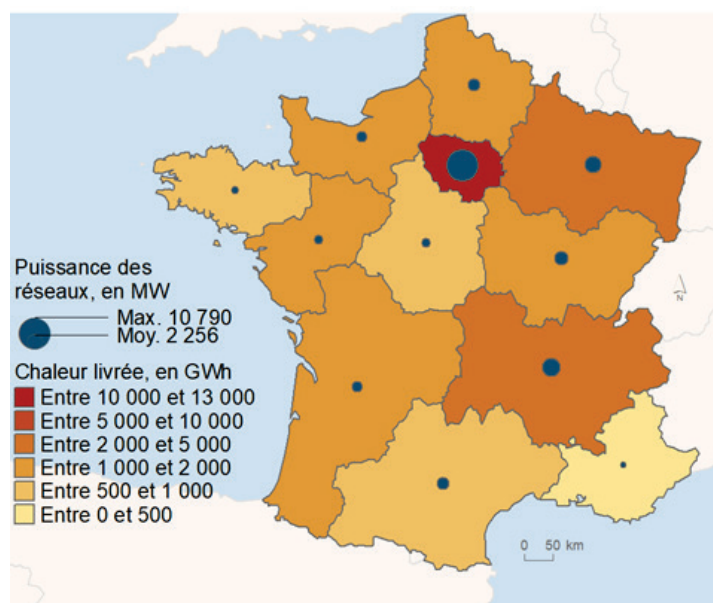
## 3.5 Production de chaleur commercialisée : un poids croissant des réseaux de chaleur

En 2024, 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 66 % proviennent des réseaux de chaleur. Alors que la quantité de chaleur livrée par les réseaux progresse de 7 % par rapport à 2023, la quantité de chaleur produite par les installations de production d'électricité avec procédé thermique de cogénération, hors réseaux de chaleur, diminue de 10 % sur un an et ne représente plus qu'un tiers de la chaleur commercialisée.

### 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 : les réseaux situés dans une unité urbaine de plus de 200 000 habitants représentent 32 % du nombre et 67 % de la puissance thermique de l'ensemble des 1 041 réseaux existants en 2024. Ils permettent également d'exploiter une ressource locale, difficile d'accès ou à mobiliser, comme la géothermie profonde, ou la récupération de chaleur auprès d'une unité d'incinération d'ordures ménagères ou d'un site industriel. En 2024, les réseaux de chaleur en France métropolitaine disposent d'une puissance thermique totale d'environ 27 GW, dont près de 11 GW sont concentrés dans la seule région Île-de-France.

Figure 3.5.1.1 : puissance thermique et chaleur livrée par les réseaux de chaleur en 2024



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

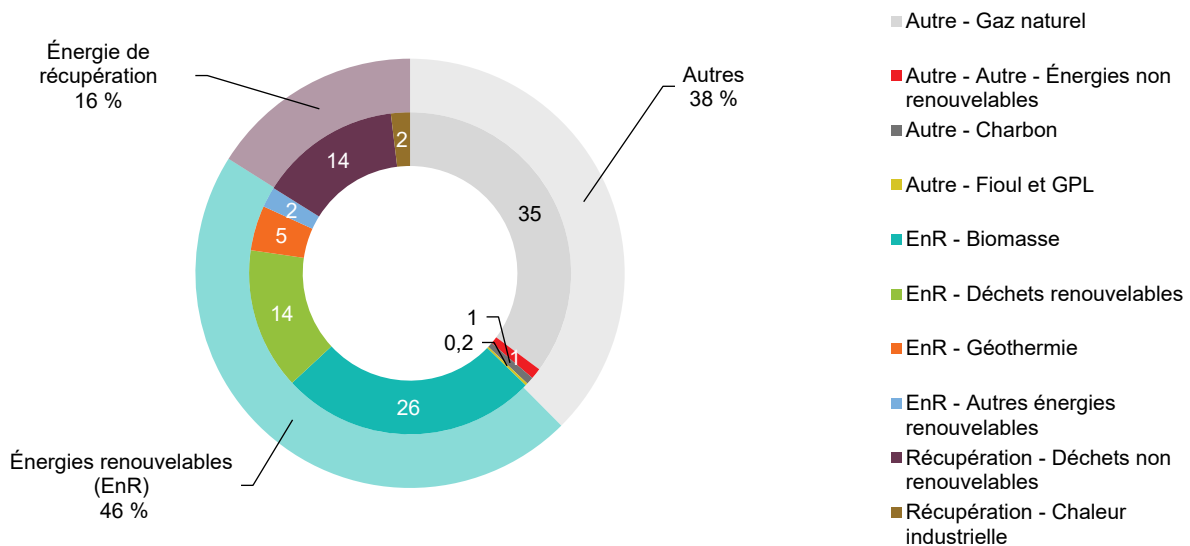
En 2024, les réseaux ont livré aux consommateurs 28 TWh de chaleur (nette des pertes de distribution), soit 7 % de plus qu'en 2023. À cette fin, il a été produit environ 34 TWh d'énergie (la différence avec la quantité livrée comprenant les pertes de transformation et celles de distribution). Le bouquet énergétique des réseaux est dominé par les énergies renouvelables (EnR) (46 % de la consommation des réseaux en 2024) et le gaz naturel (35 %), y compris le biométhane injecté sur le réseau (*figures 3.5.1.2 et 3.5.1.3*). Au sein des énergies renouvelables, la biomasse est le

### partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

premier combustible utilisé : elle représente 26 % de la consommation des réseaux. Le fioul et le charbon, autrefois prépondérants, déclinent et ne représentent plus que 1 % du bouquet énergétique des réseaux (contre 60 % en 1990). À l'inverse, la part des énergies renouvelables a plus que doublé depuis 2010. En incluant les énergies de récupération telles que la partie non renouvelable des déchets ménagers ou la chaleur industrielle récupérée, la part d'énergies renouvelables et de récupération atteint 62 %<sup>2</sup> en 2024.

Près d'un cinquième des réseaux de chaleur (18 %) possèdent un équipement de cogénération et sont donc également producteurs d'électricité. En 2024, la chaleur produite par cogénération dans les réseaux de chaleur, puis livrée aux consommateurs, représente environ 5,9 TWh (soit 21 % du total des livraisons des réseaux).

**Figure 3.5.1.2 : répartition par source d'énergie de la consommation d'énergie des réseaux de chaleur en 2024**  
En %



Note : « Autres énergies non renouvelables » : chaudières électriques (y compris consommation annexe d'électricité), cogénération, autre consommation d'électricité, chaleur ambiante, etc.

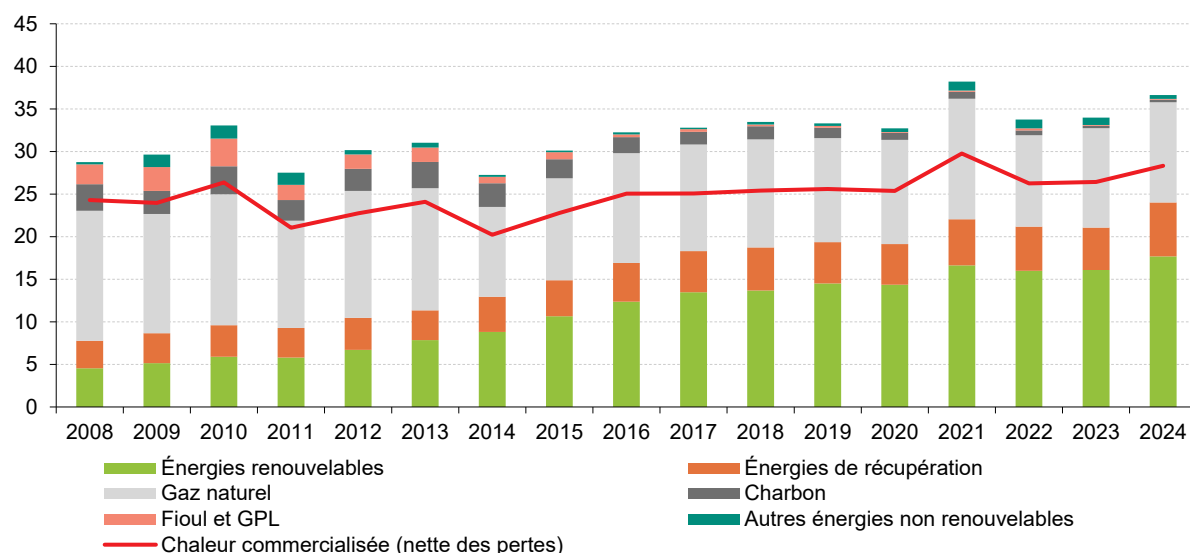
« Autres énergies renouvelables » : cogénération renouvelable, chaleur ambiante renouvelable, pompes à chaleur, biogaz et solaire thermique.

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

<sup>2</sup> Ce taux diffère de celui publié par la Fedene (Fédération des services énergie environnement) dans son rapport annuel en raison de différences méthodologiques. En particulier, contrairement au calcul de la Fedene, 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.

**Figure 3.5.1.3 : consommation d'énergie pour la production de chaleur par source d'énergie dans les réseaux de chaleur**

En TWh (données non corrigées des variations climatiques)



GPL = gaz de pétrole liquéfié.

Note : « Autres énergies non renouvelables » : dont chaudières électriques (y compris consommation annexe d'électricité), cogénération, autre consommation d'électricité, chaleur ambiante, etc.

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

### 3.5.2 CHALEUR COGÉNÉRÉE VENDUE HORS DES RÉSEAUX DE CHALEUR

En 2024, les installations de production d'électricité avec procédé thermique de cogénération (hors réseaux de chaleur munis d'un tel équipement) ont produit 40,9 TWh de chaleur, soit 10 % de moins qu'en 2023 (figure 3.5.2.1). Un peu plus de la moitié de cette chaleur (20 TWh, nets des pertes de distribution) a été livrée à des utilisateurs tiers. Tout le reste, soit 51 % 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.

En 2024, la chaleur produite par cogénération l'a principalement été en brûlant du gaz naturel (38 %), des déchets ménagers (21 %) et du bois (13 %).

### partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

**Figure 3.5.2.1 : production de chaleur par cogénération en 2024 (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	Pertes et chaleur autoconsommée
<b>Production totale</b>	<b>16,8</b>	<b>40,9</b>	<b>20,0</b>	<b>20,9</b>
Produits charbonniers	0,4	0,8	0,1	0,7
Produits pétroliers	0,4	3,0	2,0	0,9
Gaz naturel	7,1	15,4	5,2	10,2
Déchets	2,7	9,2	7,0	2,2
<i>dont déchets urbains</i>	2,5	8,7	6,6	2,1
Bois et résidus agricoles	2,1	5,3	3,5	1,8
Résidus de papeterie, liqueur noire	0,4	1,8	0,0	1,8
Biogaz	2,6	2,7	0,3	2,5
Autres combustibles	1,3	3,0	2,1	0,8

*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

---

## Focus sur l'hydrogène

L'hydrogène pur (à 98 %<sub>mass.</sub> ou plus) est pris en compte dans les statistiques européennes de l'énergie depuis l'année 2024, conformément au règlement européen sur les statistiques de l'énergie révisé en janvier 2022 (introduction de ce vecteur) puis en janvier 2024 (prise en compte dans le bilan des autres énergies). En France, une évaluation annuelle des ressources et des usages de ce vecteur est réalisée depuis 2022. Cette synthèse s'appuie sur plusieurs sources administratives et sur des enquêtes<sup>1</sup>, dont une enquête mise en place en 2023 auprès des sites producteurs d'hydrogène qui permet de connaître les quantités par mode de production, les capacités des sites producteurs et enfin d'estimer la consommation d'énergie pour sa production. L'hydrogène (dihydrogène) pur<sup>2</sup> est un vecteur énergétique encore peu produit et utilisé. Mais il suscite un intérêt croissant pour la décarbonation de plusieurs usages et secteurs à condition d'être produit à partir de procédés faiblement émetteurs en gaz à effet de serre, tels que l'électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité à faible contenu carbone. Très léger et présent en faibles quantités à l'état naturel, l'hydrogène utilisé est obtenu principalement à partir de combustibles fossiles. Il est considéré comme un vecteur énergétique secondaire, comme l'électricité ou la chaleur

Les ordres de grandeur présentés ici diffèrent des évaluations réalisées par France Hydrogène et l'Institut français du pétrole et énergies nouvelles (Ifpen) car seul l'hydrogène pur est ici retracé (il est exclu quand il fait partie de mélanges de gaz même s'il est majoritaire dans leur composition). Par ailleurs, l'hydrogène utilisé pour la synthèse d'ammoniac est souvent mélangé à d'autres gaz et n'est donc pas recensé ici de manière exhaustive.

### PRODUCTION D'HYDROGÈNE

En 2024, la production totale d'hydrogène pur en France est estimée à 237 000 tonnes, soit 7,9 TWh (*figure 1*). Elle augmente de 4 % par rapport à 2023.

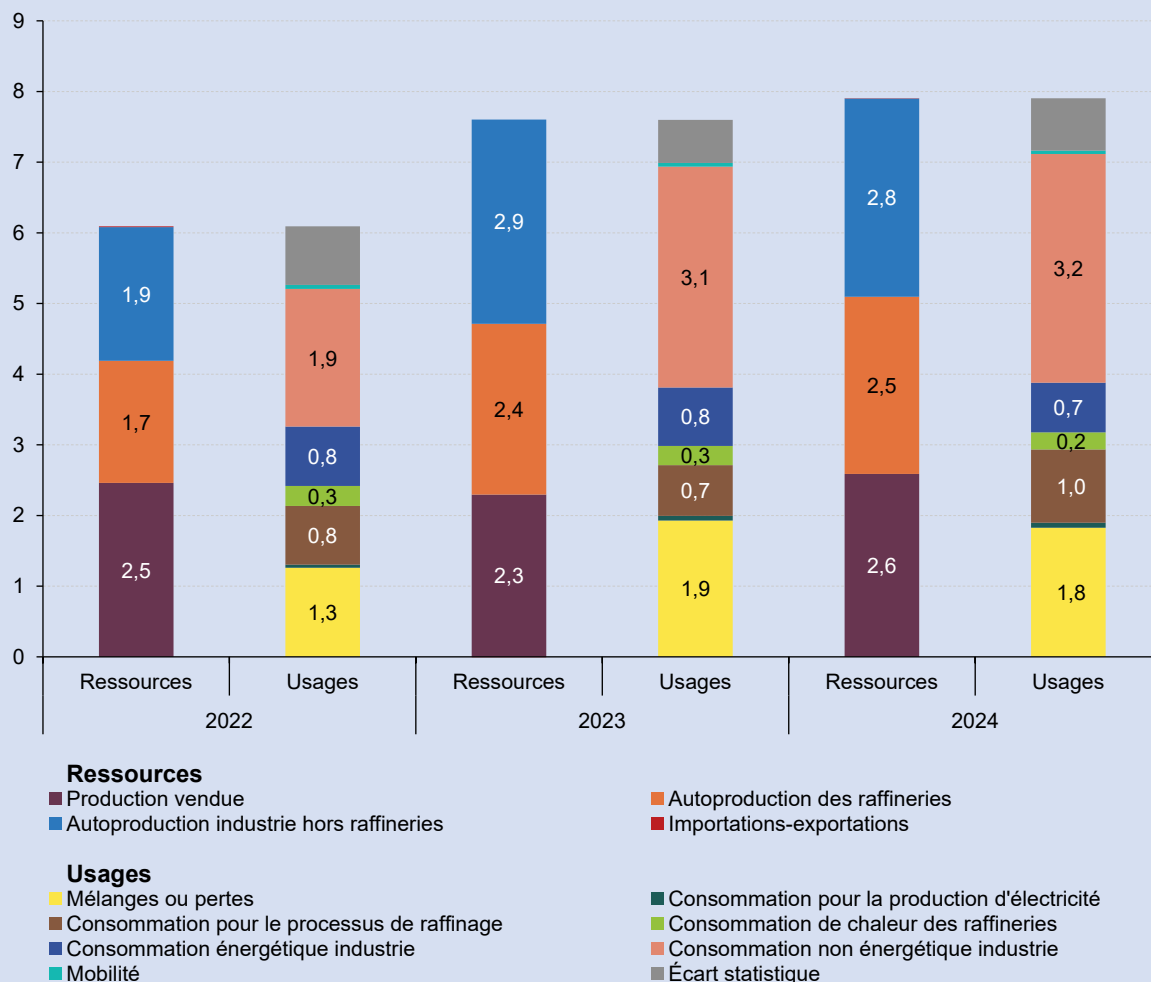
L'hydrogène est commercialisé par une dizaine d'unités légales en France. En 2024, la production commercialisée d'hydrogène pur s'élève à 78 000 tonnes (soit 2,6 TWh).

L'hydrogène peut aussi être produit par des entreprises (énergétiques ou non) pour leur usage propre – et ne fait pas alors l'objet d'une commercialisation – ou être produit de manière fatale dans des processus industriels, c'est-à-dire sans être réutilisé, ni à des fins énergétiques ni à des fins non énergétiques. Cela concerne 159 000 tonnes (5,3 TWh) en 2024.

<sup>1</sup> Enquête annuelle de production de l'Insee, données douanières, enquête sur la consommation d'énergie de l'industrie, enquêtes auprès des raffineries, enquête annuelle sur la production d'hydrogène mise en place en 2023.

<sup>2</sup> Au sens de la définition de la directive Eurostat, il s'agit du dihydrogène pur à 98 % en massique.

**Figure 1 : ressources et usages d'hydrogène pur entre 2022 et 2024**  
En TWh



Source : calculs SDES, à partir de EAPH, enquête auprès des raffineurs, EACEI

Les sites de raffinage de pétrole produisent des gaz qui contiennent de l'hydrogène. S'ils ne sont pas épurés, ces gaz sont déjà pris en compte dans les statistiques de l'énergie en tant que produits pétroliers (gaz de raffineries). Selon les raffineurs, 75 000 tonnes d'hydrogène pur sont produites en 2024 par les sites de raffinage. Seules 38 000 tonnes (1,3 TWh) sont ensuite utilisées pures<sup>3</sup> pour le processus de raffinage et la production de chaleur.

Les cokeries déclarent, quant à elles, ne produire que des mélanges de gaz contenant de l'hydrogène (des gaz de cokeries, classés comme produits du charbon dans le bilan) qu'elles n'épurent pas.

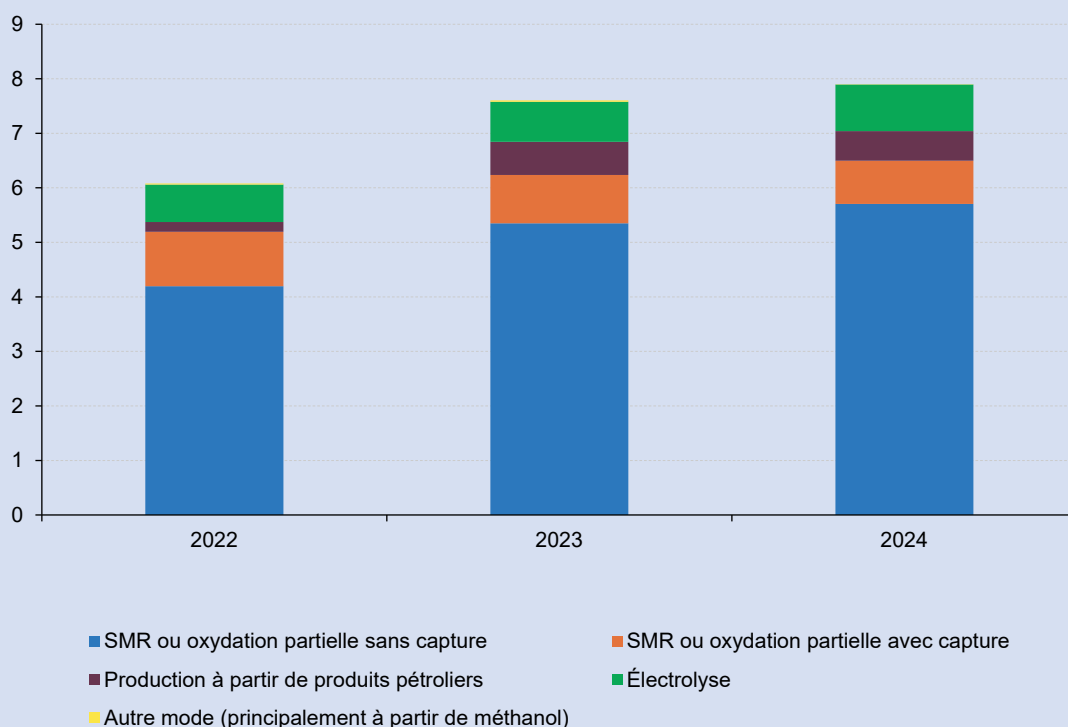
Les industriels hors branche énergie, dans la chimie essentiellement, produisent également de l'hydrogène (pour 84 000 tonnes en 2024, soit 2,8 TWh) qu'ils utilisent pour leurs besoins propres (autoconsommation).

Malgré le développement de projets de production d'hydrogène décarboné, l'hydrogène pur produit en 2024 provient très majoritairement de procédés émetteurs en CO<sub>2</sub>. L'essentiel des quantités (72 %) est obtenu à partir du gaz naturel (méthane) à travers le vaporeformage (SMR pour *steam methane reforming*) et l'oxydation partielle sans capture de carbone (figure 2). Le vaporeformage ou l'oxydation partielle à partir de méthane avec un procédé de capture du dioxyde de carbone est utilisé pour 10 % de l'hydrogène produit. L'électrolyse est encore très peu utilisée

<sup>3</sup> Les quantités produites non utilisées pures et non commercialisées sont considérées alors comme mélangées.

(11 %). Au sein de l'électrolyse, le procédé chlore-soude, qui génère les plus grandes quantités, concerne un nombre très restreint de producteurs. La production d'hydrogène à partir de produits pétroliers et d'autres procédés (à partir de méthanol principalement) est faible (7 % des quantités produites).

**Figure 2 : hydrogène pur par mode de production entre 2022 et 2024**  
En TWh



Sources : SDES, EAPH et enquête auprès des raffineurs et Insee, EACEI

## STOCKAGE, TRANSPORT ET ÉCHANGES EXTÉRIEURS

Le stockage et le transport de l'hydrogène sont encore limités à quelques zones industrielles et réseaux locaux où un modèle économique pour ces échanges peut faire sens. En conséquence, les sites de production sont implantés à proximité des sites de consommation. Les importations d'hydrogène demeurent très limitées (2 250 tonnes en 2024), tout comme les exportations (2 150 tonnes en 2024), bien que les achats et les ventes à l'étranger augmentent fortement par rapport aux années précédentes (+ 82 % pour les importations d'hydrogène par rapport à 2023 et + 52 % pour les exportations).

## CONSOMMATION

Les usages de l'hydrogène (commercialisé ou autoconsommé) sont principalement la désulfuration des produits pétroliers (dans le processus de raffinage) pour 31 000 tonnes en 2024 (1,0 TWh), la production de chaleur des bâtiments industriels et des sites de raffinage pour 28 000 tonnes (0,9 TWh) et les usages non énergétiques pour 97 000 tonnes (3,2 TWh), concentrés pour 96 % dans le secteur de la chimie (dont chimie organique) - (figure 3).

La production d'électricité et la mobilité sont encore très peu concernées en 2024 par ce vecteur. Utilisé sous forme liquide depuis plusieurs décennies pour propulser Ariane, l'hydrogène fait toutefois l'objet d'investissements

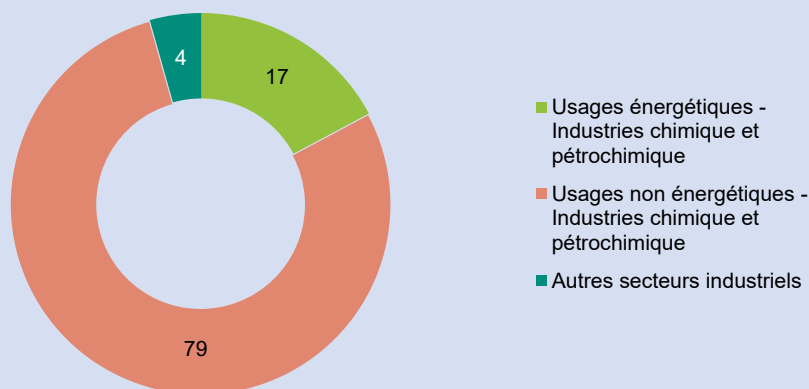
---

pour la mobilité lourde, en particulier sous la forme de carburants de synthèse dans l'aviation et le transport maritime. L'hydrogène est actuellement utilisé de manière très marginale dans le transport fluvial et le transport routier (un peu plus de 50 bus, environ 15 poids lourds, un peu moins de 200 camionnettes, un peu plus de 1 50 fourgons ou véhicules aménagés et un peu plus de 1 300 véhicules particuliers avec des piles à combustible hydrogène au 1<sup>er</sup> janvier 2025 selon le répertoire statistique des véhicules routiers RSVERO). Les stations de recharge sont principalement implantées en Normandie, Île-de-France, Auvergne-Rhône-Alpes et près de Nantes, à proximité des sites de production.

Les pertes et mélanges s'élèvent à près de 55 000 tonnes, soit 1,8 TWh. L'essentiel provient des quantités produites par les raffineries qui ne sont pas utilisées pures et sont donc considérées comme mélangées à d'autres gaz.

**Figure 3 : consommation d'hydrogène pur dans l'industrie hors branche énergie (raffinage et transformation en électricité par secteur) en 2024**

Répartition en %



Source : Insee, EACEI



partie 4

# La consommation d'énergie par forme d'énergie

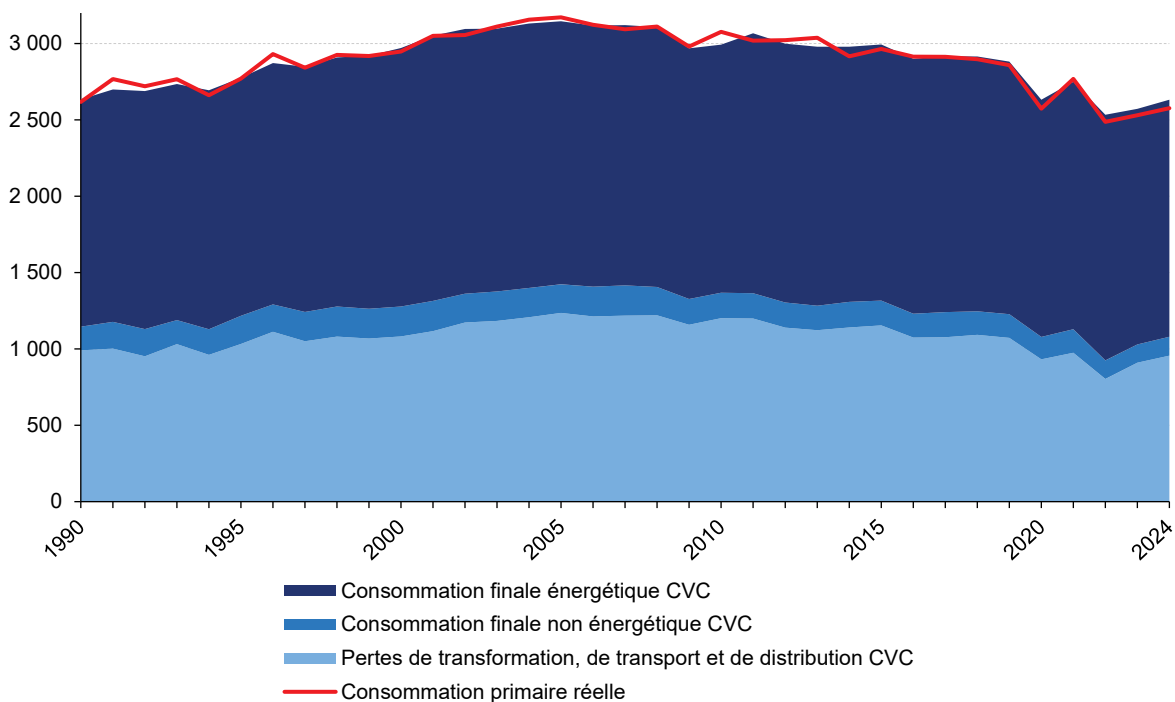
— La consommation d'énergie primaire de la France s'établit à 2 577 TWh en 2024, en hausse de 1,8 % par rapport à 2023. Cette légère progression s'explique par l'augmentation des pertes de chaleur induites par la production nucléaire, alors que la consommation finale est stable. Les températures ayant été un peu plus douces en 2024 qu'en 2023, la hausse de la consommation primaire après correction des variations climatiques (CVC) s'établit à 2,1 %. Dans un contexte de baisse des prix, la consommation finale à usage énergétique progresse légèrement à climat corrigé (+ 0,4 %). Elle est en hausse dans le résidentiel (+ 1,0 % corrigée des variations climatiques) et le tertiaire (+ 2,0 %). À l'inverse, elle décroît de 1,3 % dans l'industrie et se stabilise dans les transports. La consommation à usage non énergétique, majoritairement concentrée dans la pétrochimie, s'accroît nettement (+ 3,6 % sur un an). La dépense des ménages, entreprises et administrations pour satisfaire leurs besoins en énergie s'établit à 219 Md€. Elle diminue de 6 % par rapport à 2023, mais se maintient à un niveau élevé, supérieur de 13 % à son niveau de 2019 en euros constants. Les produits pétroliers représentent 45 % de cette dépense nationale en énergie et l'électricité 38 %, loin devant les autres énergies.



## 4.1 La consommation finale se stabilise et la dépense continue de se réduire dans un contexte de baisse globale des prix de l'énergie

La consommation d'énergie primaire de la France progresse de 1,8 % en 2024 et s'établit à 2 577 TWh (figure 4.1.1). Corrigée des variations climatiques, elle augmente de 2,1 %. Les températures pendant la période de chauffe, mesurées par le nombre de degrés-jours unifiés (DJU), ont en effet été légèrement plus douces qu'en 2023 (figure 4.1.2). Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de consommation d'énergie (voir encadré), la consommation primaire a baissé de 12,3 % à climat corrigé.

**Figure 4.1.1 : consommation primaire totale et par usage**  
En TWh



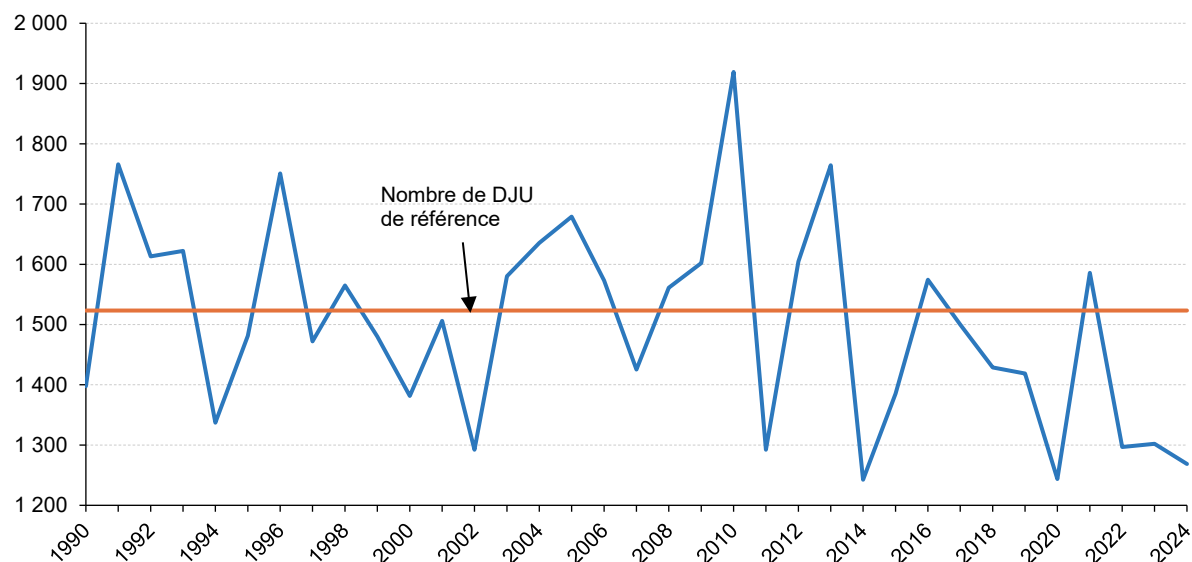
Note : les pertes de transformation, de transport et de distribution intègrent la consommation d'énergie des entreprises du secteur de la transformation pour leur usage propre ainsi qu'un écart statistique.

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 : SDES, Bilan de l'énergie

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

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



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après Météo-France

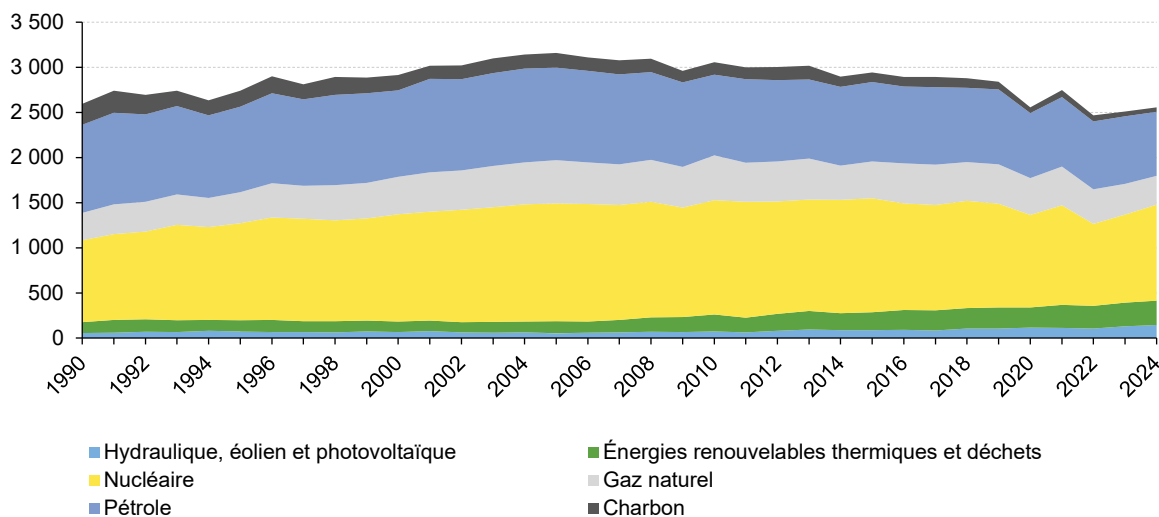
La hausse de la consommation primaire en 2024 provient d'abord de celle des pertes de transformation, de transport et de distribution d'énergie. Ces dernières (qui correspondent à la différence entre la consommation primaire et la consommation finale, à l'écart statistique près) augmentent de 5,1 % à climat corrigé, en raison principalement de la reprise de la production nucléaire et des pertes de chaleur induites (voir 2.2.2). Celles-ci sont particulièrement importantes puisque seul un tiers de la chaleur produite par l'énergie nucléaire est convertie en électricité. La consommation finale d'énergie, à 1 623 TWh, est stable en données réelles mais progresse de 0,8 % après correction des variations climatiques. La consommation pour les usages non énergétiques, majoritairement concentrés dans l'industrie et la pétrochimie, s'établit à 124 TWh, en hausse de 3,6 % sur un an (voir 5.1). La consommation finale à usage énergétique atteint 1 499 TWh. Elle est stable sur un an en données réelles, mais en légère progression (+ 0,5 %) à climat corrigé.

La consommation primaire évolue différemment selon les formes d'énergie (figure 4.1.3). Les énergies renouvelables électriques (hydraulique, éolien, photovoltaïque) voient leur consommation progresser de 10,4 % sur un an, sous l'effet de la croissance des capacités installées et de conditions météorologiques plus favorables à la production hydraulique. La consommation de chaleur nucléaire progresse de 9,1 % grâce à une meilleure disponibilité du parc nucléaire. Les arrêts pour traiter le phénomène non prévu de corrosion sous contrainte identifié fin 2021 sur certains réacteurs ont en effet été raccourcis en 2024 grâce aux retours d'expérience. La consommation d'énergies renouvelables (EnR) thermiques et déchets progresse également (+ 2,7 %), portée par les pompes à chaleur et le biogaz. À l'inverse, les consommations primaires de gaz naturel, de pétrole et de charbon diminuent nettement (respectivement - 6,4 %, - 5,0 % et - 9,1 %). Le bouquet énergétique primaire se compose de 42 % de nucléaire (+ 3 points en un an), 28 % de pétrole (- 2 points), 12 % de gaz (- 1 point), 11 % d'EnR thermiques et déchets, 6 % d'EnR électriques et 2 % de charbon.

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

**Figure 4.1.3 : consommation primaire par forme d'énergie**

En TWh (données non 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.

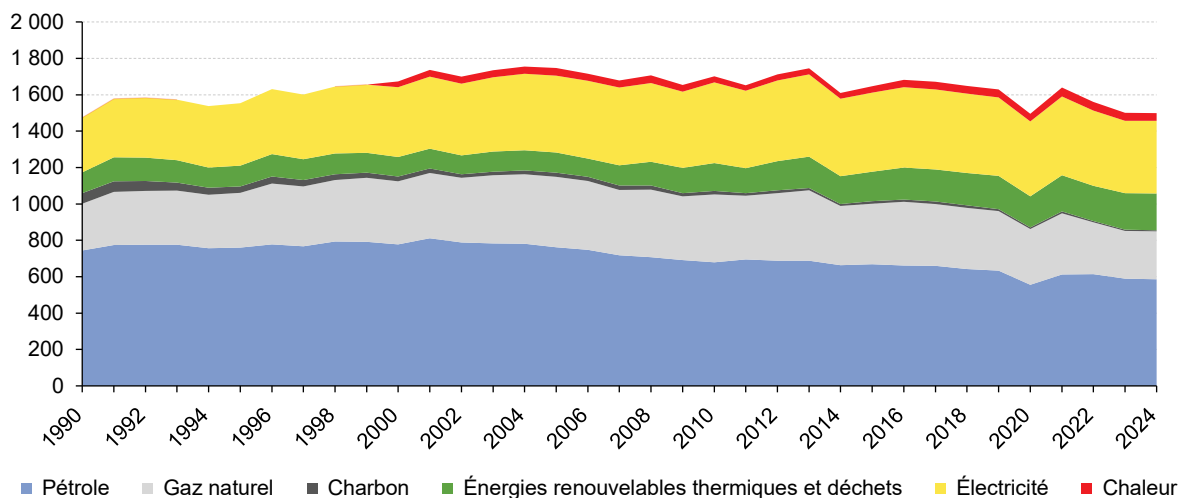
Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

Le bouquet énergétique final reste, quant à lui, dominé par le pétrole (figure 4.1.4). En 2024, les produits pétroliers représentent ainsi 39,1 % de la consommation finale à usage énergétique, devant l'électricité (26,5 %), le gaz (17,6 %), les énergies renouvelables et les déchets (13,5 %), la chaleur (2,9 %) et le charbon (0,4 %). Sur le long terme, la part des énergies fossiles dans le bouquet énergétique tend à diminuer depuis 1990 au profit de l'électricité et, depuis le milieu des années 2000, également au profit des énergies renouvelables.

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

En TWh (données non 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 : SDES, Bilan de l'énergie

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

Les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 219 Md€ en 2024 pour satisfaire leurs besoins en énergie, soit une baisse de 6 % par rapport à 2023 permise par la détente des prix, notamment pour les entreprises (figure 4.1.5). Elle se maintient néanmoins à un niveau élevé, supérieur de 13 % à celui de 2019. Les parts des différentes énergies dans la dépense sont globalement stables par rapport à 2023. Les produits pétroliers représentent toujours la part la plus importante de la dépense, à 45 %, suivis par l'électricité, à 38 %. 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.

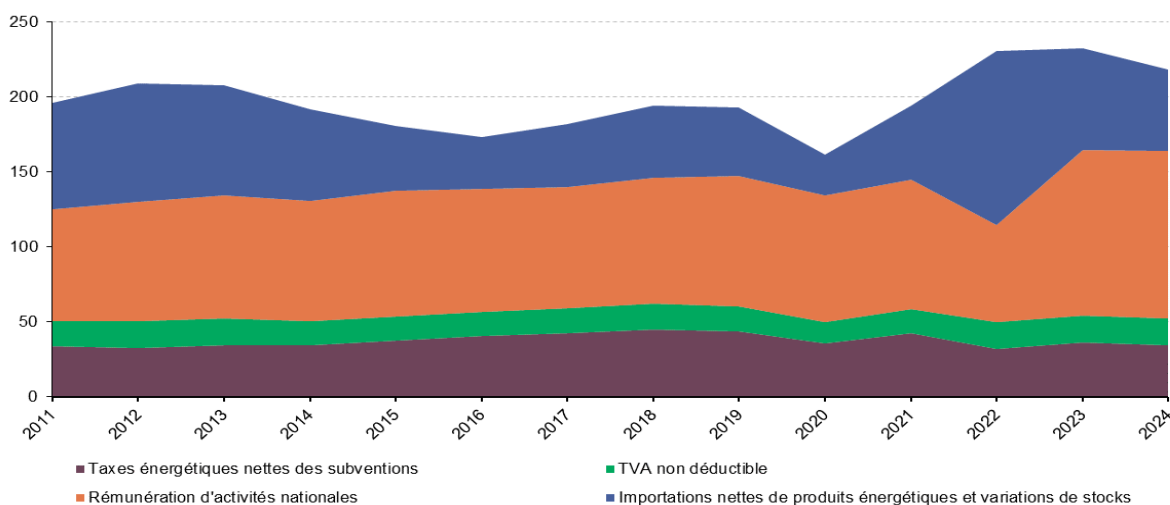
**Figure 4.1.5 : consommation finale en énergie, tous usages confondus (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En Md€ <sub>2024</sub>	En TWh	En Md€ <sub>2024</sub>	En TWh	En Md€ <sub>2024</sub>	En TWh	En Md€ <sub>2024</sub>
Charbon (hors hauts-fourneaux)	14	0,4	11	0,5	10	0,4	8	0,3
Produits pétroliers	775	99,0	722	115,1	701	103,1	696	97,1
Gaz naturel	338	21,5	293	28,1	271	27,4	274	26,3
Énergies renouvelables et déchets	183	5,8	193	9,7	201	8,9	203	7,3
Électricité	432	62,0	414	70,3	397	87,3	398	82,5
Chaleur	43	3,0	46	4,5	44	4,0	43	3,8
<b>Consommation finale (hors charbon des hauts-fourneaux)</b>	<b>1 784</b>	<b>192</b>	<b>1 680</b>	<b>228</b>	<b>1 625</b>	<b>231</b>	<b>1 623</b>	<b>217</b>
<b>Dépense nationale en énergie (y compris charbon des hauts-fourneaux)</b>		<b>193</b>		<b>231</b>		<b>233</b>		<b>219</b>

Source : SDES, Bilan de l'énergie

Au sein de la dépense nationale en énergie, le coût des importations nettes et des variations de stocks de produits énergétiques représente 55 Md€ (figure 4.1.6). Il diminue de 20 % par rapport à 2023, et de 53 % par rapport à 2022, sous l'effet des baisses de prix sur les marchés internationaux. Les taxes énergétiques (nettes des subventions aux EnR) s'établissent à 34 Md€. Elles diminuent de 5,9 % sur un an, la hausse des taxes sur le gaz et l'électricité (avec la fin du bouclier tarifaire) étant compensée par celle des subventions pour la production d'EnR (voir 3.4). La TVA non déductible s'établit à 18 Md€ ; elle progresse légèrement (+ 1,9 %) avec la hausse des prix de l'énergie pour les ménages. Le solde, soit 112 Md€, correspond à la rémunération d'activités réalisées sur le territoire national, principalement la production d'électricité et d'EnR, la gestion des réseaux de gaz et d'électricité, la distribution des carburants et le raffinage de pétrole. Elle est stable par rapport à 2023.

**Figure 4.1.6 : décomposition de la dépense nationale en énergie**  
En Md€<sub>2024</sub>



Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

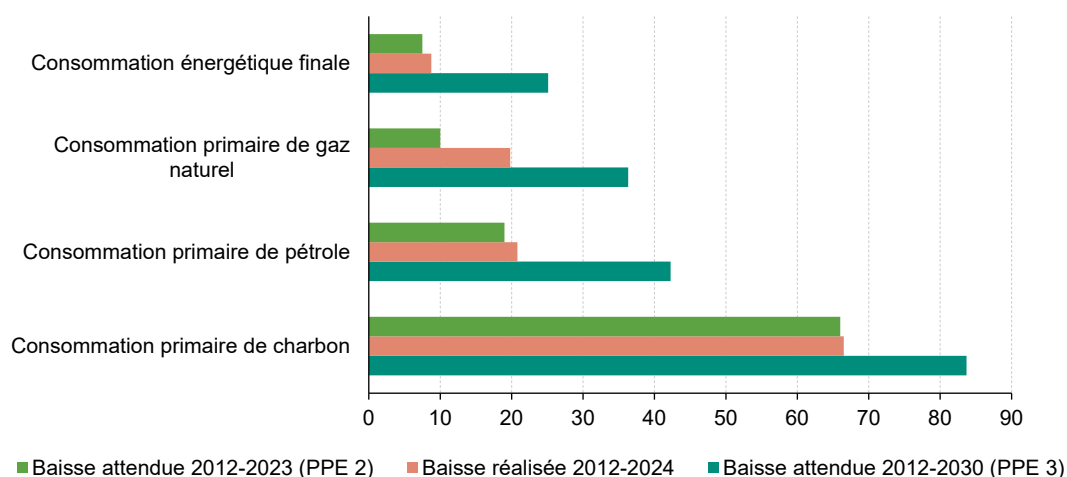
La loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 et celle relative à l'énergie et au climat de 2019 ont fixé comme objectifs de diviser par deux la consommation finale d'énergie à horizon 2050 et de réduire la consommation primaire d'énergies fossiles de 40 % en 2030 par rapport à 2012.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) relative à la France continentale donne des cibles intermédiaires de réduction de la consommation, et les décline par forme d'énergie. Sa deuxième version, adoptée en avril 2020 fixait des objectifs pour 2030 et 2028. La PPE 3 publiée en février 2026 accroît l'ambition de baisse de la consommation et fixe des objectifs pour 2030 et 2035 (figure 4.1.7). Par rapport à 2012, les évolutions de consommation sont les suivantes :

- consommation finale d'énergie : la baisse réalisée atteint 8,7 % en 2024 ; elle devra atteindre - 25 % en 2030 ;
- consommation primaire de gaz naturel : la baisse réalisée atteint 19,8 % en 2024 ; elle devra atteindre - 36 % en 2030 ;
- consommation primaire de pétrole : la baisse réalisée atteint 20,9 % en 2024 ; l'objectif est de - 42 % en 2030 ;
- consommation primaire de charbon : la baisse réalisée atteint 66,5 % en 2024 ; l'objectif 2030 est de - 84 %.

**Figure 4.1.7 : baisses de consommations réalisées et attendues dans la PPE**

En % (données corrigées des variations climatiques)



Champ : France continentale. La consommation d'énergie à usage non énergétique est exclue.

Sources : SDES, Bilan de l'énergie ; décret du 21 avril 2020 et décret n° 2026-76 du 12 février 2026 relatifs à la programmation pluriannuelle de l'énergie

## 4.2 Produits pétroliers et biocarburants incorporés : consommation stable et dépense en baisse

### 4.2.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES PAR PRODUIT

La consommation réelle totale de produits pétroliers et biocarburants incorporés aux carburants<sup>1</sup> est de 64,3 Mtep en 2024, quasi stable par rapport à 2023 (- 0,1 %). Par rapport à 2012, elle diminue en moyenne de 1,3 % par an. La dépense en produits pétroliers et biocarburants s'établit, quant à elle, à 103 Md€ en 2024, en baisse de 6,2 % par rapport à l'année 2023 du fait d'une baisse des prix. En 2022, la dépense totale avait bondi de 26,0 % sur l'année, en raison notamment de la très forte hausse des prix de l'énergie dans le contexte de tensions sur les produits pétroliers et gaziers à la suite du conflit entre l'Ukraine et la Russie. Elle avait ensuite diminué de 11,1 % en 2023. En 2024, elle revient au niveau du montant précédant la crise sanitaire (- 0,3 % comparativement à 2019).

Le gazole routier (y compris biodiesel) poursuit sa baisse (- 3 % en 2024) entamée depuis 2017, mais représente encore près de la moitié de la consommation réelle de produits pétroliers et biocarburants (45 %) ainsi que de la dépense (49 %) - (figures 4.2.1.1 et 4.2.1.2). Il précède les supercarburants (18 % de la consommation pour 27 % de la dépense), qui représentent la hausse de consommation la plus élevée au cours de l'année (+ 7,8 % par rapport à 2023). Cette augmentation est liée à l'évolution du parc automobile, dans lequel le nombre de motorisations essence progresse au détriment des véhicules diesel. Par rapport à 2012, année de référence choisie dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), la consommation de carburants routiers baisse de 4,4 %, avec des évolutions très différentes selon les produits : celle de gazole routier diminue de 18,6 % alors que celle de supercarburants progresse de 48,5 % et celle de biocarburants de 31,8 %. Ces derniers représentent 6 % de la consommation de produits pétroliers en 2024. En cumulé, le gazole routier et les supercarburants (biocarburants inclus) correspondent à 63 % de la consommation des produits pétroliers pour 76 % de la dépense. Cette différence s'explique par une fiscalité plus lourde sur ces carburants que sur d'autres produits pétroliers.

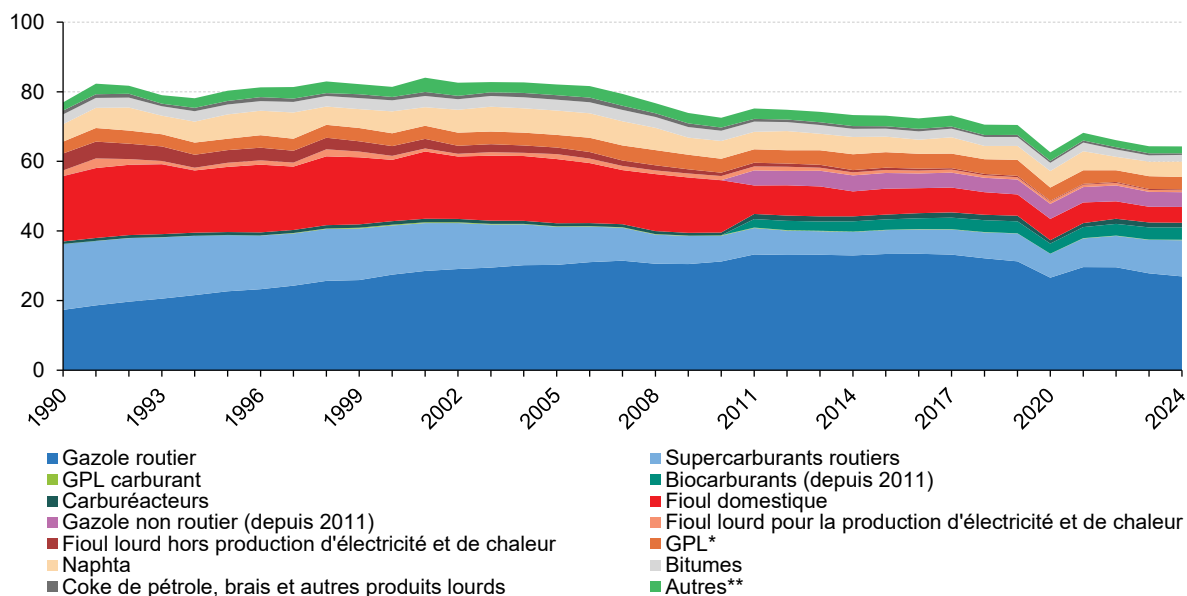
Pour une raison inverse, la part de fioul domestique et des autres gazoles dans la consommation (14 %) est plus importante que cette même part dans la dépense (10 %). Leur consommation se stabilise en 2024 (- 0,5 %) et s'inscrit dans une tendance à la baisse depuis 2012 (- 29,7 %). Viennent ensuite les consommations de produits non énergétiques (11 % de la consommation et 7 % de la dépense) et de GPL (6 % de la consommation pour 4 % de la dépense). Bien que minoritaires dans la consommation de produits pétroliers (3 %), les carburéacteurs diminuent plus lentement en moyenne que l'ensemble des produits pétroliers depuis 2012 (- 9,8 %, contre - 14,0 % tous produits confondus). Par rapport à 2023, leur consommation est en baisse de 4,2 % tandis que la dépense associée diminue de 4,8 %. Le fioul lourd voit, quant à lui, sa consommation se réduire de 58,9 % depuis 2012 et représente en 2024 seulement 1 % de la consommation finale de produits pétroliers et moins d'1 % de la dépense.

<sup>1</sup> Seuls les biocarburants incorporés sont comptabilisés ici, les biocarburants purs tel que le B100 ou l'esther méthylique d'acide gras (Emag) pour la production d'électricité ne sont pas pris en compte.

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

**Figure 4.2.1.1 : consommation de produits pétroliers raffinés (y compris biocarburants incorporés) par type de produit**

En Mtep (données non 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 : SDES, Bilan de l'énergie

**Figure 4.2.1.2 : consommation de produits pétroliers raffinés par type de produit (y compris biocarburants, données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>
Gazole routier	33,8	58 097	31,8	65 255	30,2	57 148	29,3	50 969
Fioul domestique et autres gazoles	10,6	11 970	9,8	15 598	9,1	12 069	9,0	10 773
Supercarburants*	9,0	20 255	10,3	25 934	10,9	27 229	11,7	27 795
Jet kérosène	1,9	938	1,9	1 672	1,8	1 148	1,8	973
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	4,7	4 359	3,4	4 150	3,8	3 561	3,6	3 903
Fioul lourd	1,0	563	1,0	759	0,8	503	0,9	500
Produits non énergétiques**	7,1	6 062	6,5	9 063	6,5	7 315	6,8	7 307
Autres***	2,4	1 304	1,6	1 370	1,7	1 064	1,5	1 001
<b>Total</b>	<b>70,6</b>	<b>103 548</b>	<b>66,4</b>	<b>123 801</b>	<b>64,7</b>	<b>110 037</b>	<b>64,6</b>	<b>103 221</b>

\* Y compris essence aviation.

\*\* Naphta, bitumes, lubrifiants.

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

Source : SDES, Bilan de l'énergie

### 4.2.2 CONSOMMATION TOTALE PAR SECTEUR

Corrigée des variations climatiques, la consommation totale de produits pétroliers raffinés et biocarburants incorporés diminue de 0,4 % en 2024 et s'élève à 65,1 Mtep, soit 756,7 TWh (figure 4.2.2.1). Elle marque un ralentissement dans la dynamique de baisse des années récentes. En effet, elle se réduisait en moyenne de 2,3 % par an entre 2019 et 2023 et de 1,1 % en moyenne sur les années entre 2015 et 2019.

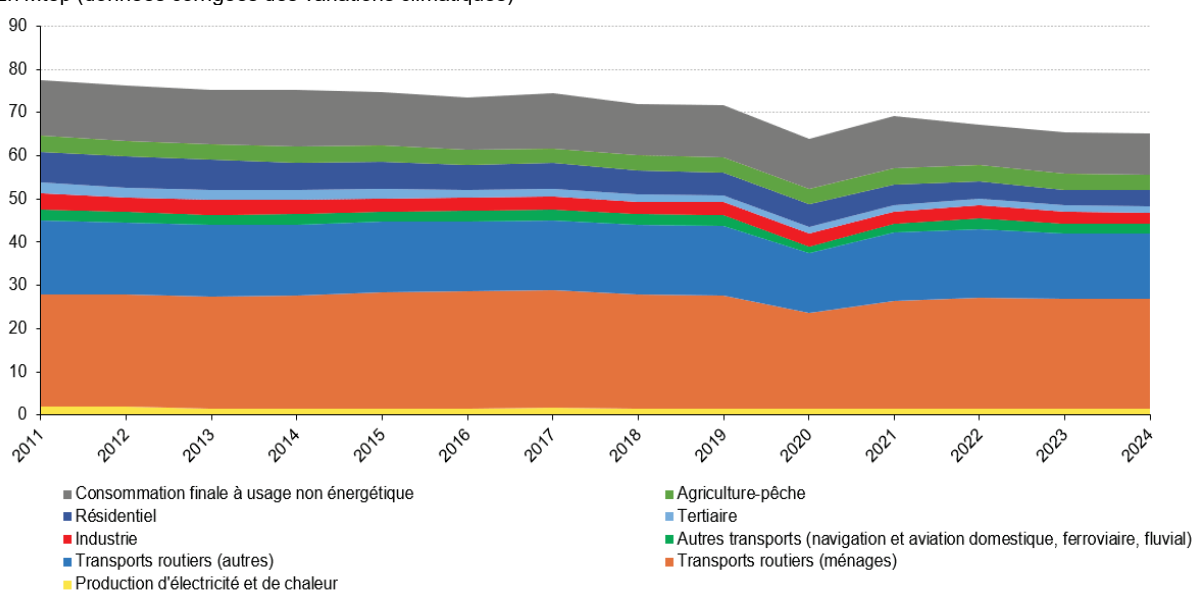
## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

Les objectifs fixés par la PPE visent une réduction de 25 % de la consommation finale, toutes énergies confondues, et de 42 % de la consommation primaire de pétrole entre 2012 et 2030. Par rapport à 2012, la consommation finale de produits pétroliers corrigée du climat baisse de 14,7 %.

En 2024, la consommation de produits pétroliers raffinés et biocarburants incorporés est quasi stable dans tous les secteurs, à l'exception de l'industrie, qui est en baisse de 8,8 % par rapport à l'année précédente. Le secteur des transports reste le poste de consommation principal de produits raffinés et biocarburants (66 % de la consommation totale). En 2024, sa consommation est quasiment stable (- 0,2 % par rapport à l'année précédente) et reste inférieure à son niveau précédant la crise sanitaire (- 4,6 % par rapport à 2019).

**Figure 4.2.2.1 : consommation totale de produits pétroliers raffinés et biocarburants par secteur**

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



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

Champ : France entière (y compris DROM).

Source : SDES, Bilan de l'énergie

La consommation totale peut se décomposer comme la somme de la consommation à usage de production d'électricité et de chaleur (1,4 Mtep en 2024, donnée non corrigée des variations climatiques), soit 2 % de la consommation totale, dont plus de la moitié dans les DROM), de la consommation finale à usage énergétique (53,9 Mtep biocarburants incorporés aux carburants inclus, soit 83 % du total) et de la consommation finale à usage non énergétique (9,5 Mtep, représentant 15 % de la consommation).

### 4.2.3 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR

Comme les années précédentes, la consommation destinée à la production d'électricité et de chaleur représente 2 % de la consommation totale de produits pétroliers raffinés. Elle augmente faiblement en 2024 (+ 3,3 % par rapport à 2023), à 1,4 Mtep (16,6 TWh) - (figure 4.2.3.1). En France métropolitaine, les centrales au fioul, historiquement 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. 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 22,3 % par rapport à 2012. En revanche, la consommation de fioul pour la production d'électricité n'est pas négligeable en outre-mer.

La facture associée s'établit en 2024 à 1,0 Md€, en repli de 2,1 % en euros constants sur un an du fait de la nette baisse des prix.

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

**Figure 4.2.3.1 : consommation de produits pétroliers destinée à la production d'électricité et de chaleur et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>
Production d'électricité et de chaleur	1,4	821	1,5	1 330	1,4	1 022	1,4	1 002

Source : SDES, Bilan de l'énergie

### 4.2.4 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

En données réelles, la consommation finale à usage énergétique de produits pétroliers (y compris biocarburants) s'élève à 53,7 Mtep en 2024 (soit 624,2 TWh), en très léger recul de 0,4 % par rapport à l'année précédente (figure 4.2.4.1). Elle est également en retrait par rapport au niveau précédant la crise sanitaire (- 7,0 % comparativement à l'année 2019).

L'usage des transports concentre 80 % de la consommation finale énergétique de produits pétroliers (y compris biocarburants) en France, soit 42,8 Mtep en 2024 (hors soutes maritimes et aériennes internationales). Relativement stable entre 2015 et 2019 (- 0,3 % en moyenne par an), cette consommation avait ensuite davantage diminué entre 2019 et 2023 (en moyenne - 1,1 % annuellement) avec une chute au cours de la crise sanitaire. En 2024, elle est quasi stable par rapport à l'année précédente (- 0,2 %) - (voir 5.5). Le transport routier des ménages absorbe la plus grande part de cette consommation (25,5 Mtep en 2024) et reste stable par rapport à 2023. De même, le transport routier hors ménages n'évolue quasiment pas en 2024 (- 0,2 %) et s'établit à 15,0 Mtep. Les autres modes de transport (aérien, ferroviaire, maritime et fluvial) consomment, quant à eux, 2,3 Mtep (hors soutes internationales). Leur consommation baisse légèrement par rapport à 2023 (- 2,1 %) et se positionne en dessous du niveau de 2019 (- 8,8 %).

Les 80 % de produits pétroliers utilisés dans les transports étant davantage taxés, ils représentent 86 % de la dépense associée à la consommation énergétique finale de produits pétroliers. La dépense totale dans les transports s'établit à 80,0 Md€ en 2024. Elle est en baisse pour la deuxième année consécutive (- 6,7 % entre 2023 et 2024), après avoir atteint un niveau record en 2022 (93,0 Md€ en euros constants 2024), à la suite de la hausse des prix des carburants liée à la crise énergétique. Elle se repositionne ainsi à un niveau proche de celui de 2019 (+ 0,6 % entre 2019 et 2024). Les entreprises contribuent moins à cette dépense qu'à la consommation physique des transports car, outre le fait qu'une partie de la TVA est déductible, certains secteurs d'activité bénéficient d'exonérations ou de réductions d'accise sur les produits pétroliers. La dépense de produits pétroliers hors ménages dans les transports est de 25,1 Md€ en 2024, en recul de 7,0 % par rapport à l'année précédente. Quant aux ménages, ils dépensent plus du double, avec 52,8 Md€, en baisse légèrement plus mesurée que celle des entreprises (- 6,5 % en 2024).

Les consommations dans le résidentiel et le tertiaire progressent très légèrement (+ 1,3 %), à 4,8 Mtep en 2024. Cette évolution vient ralentir une tendance de baisse des consommations de produits pétroliers dans le résidentiel-tertiaire sur les dernières années. En données réelles, elles ont ainsi été divisées par deux depuis 2012 dans le résidentiel en raison de la chute progressive des habitations chauffées au fioul. Celles du secteur tertiaire s'inscrivent aussi dans une dynamique de baisse depuis 2012 (- 37,6 % sur la période). Les dépenses respectives du résidentiel et du tertiaire s'élèvent en 2024 à 5,4 Md€ et 1,8 Md€, en baisse plus modérée que la dépense globale (respectivement - 3,5 % et - 3,7 %) par rapport à l'année 2023.

La consommation de produits pétroliers (y compris biocarburants) à usage énergétique dans l'industrie représente la diminution sectorielle la plus marquée en 2024 (- 9,1 %), pour s'établir à 2,5 Mtep. Elle connaît une baisse progressive depuis 2012 (- 23,6 %), expliquée à la fois par le recours à d'autres énergies, par des gains d'efficacité énergétique et par la relative désindustrialisation de l'économie. À l'image des dépenses de produits pétroliers dans tous les secteurs, la facture associée diminue en 2024 (- 11,7 %), pour s'établir à 2,6 Md€.

Le secteur de l'agriculture et de la pêche consomme essentiellement du gazole non routier (avec une fiscalité différente du fioul domestique depuis 2011). Sa consommation s'établit à 3,5 Mtep en 2024, très stable depuis 2012 (oscillant en données réelles entre 3,2 et 3,7 Mtep au cours de la période 2012-2024). La dépense du secteur connaît, quant à elle, une baisse de 9,4 % en 2024 et s'établit à 3,7 Md€.

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

**Figure 4.2.4.1 : consommation de produits pétroliers raffinés à usage énergétique par secteur (y compris biocarburants, données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Consommation finale à usage énergétique</b>	<b>57,7</b>	<b>94 265</b>	<b>55,9</b>	<b>111 225</b>	<b>53,9</b>	<b>100 212</b>	<b>53,7</b>	<b>93 492</b>
Industrie	2,9	2 447	2,9	3 625	2,8	2 987	2,5	2 638
Transports*	44,9	79 535	44,0	92 990	42,9	85 714	42,8	79 992
<i>dont transports routiers (ménages)</i>	26,3	52 194	25,8	59 606	25,5	56 483	25,5	52 839
<i>dont transports routiers (autres)</i>	16,1	25 449	15,8	30 678	15,0	27 023	15,0	25 139
<i>dont autres transports</i>	2,5	1 892	2,4	2 705	2,3	2 209	2,3	2 015
Résidentiel	5,2	7 393	3,8	7 599	3,3	5 554	3,3	5 358
Tertiaire**	1,6	1 784	1,6	2 337	1,5	1 862	1,5	1 793
Agriculture-pêche	3,2	3 105	3,5	4 674	3,4	4 093	3,5	3 710

\* Hors routes maritimes et aériennes internationales.

\*\* Y compris les armées.

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

Source : SDES, Bilan de l'énergie

### 4.2.5 CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

Les usages non énergétiques de produits pétroliers se concentrent essentiellement dans l'industrie pétrochimique de premier niveau, dont les produits entrent dans la fabrication de produits synthétiques (matières plastiques, cosmétiques, etc.). La consommation finale non énergétique de produits pétroliers recule de 1,6 % entre 2023 et 2024, pour s'établir à 9,5 Mtep (110,0 TWh) en 2024 (figure 4.2.5.1). Cette diminution s'explique notamment par la fermeture du site pétrochimique d'ExxonMobil à Notre-Dame-de-Gravenchon (Normandie) courant juin 2024.

Environ 2 Mtep de bitumes sont consommées chaque année dans le secteur de la construction. En 2024, cette consommation augmente modérément (+ 4,7 %) après un net recul en 2023 (- 15,9 %). Les autres produits correspondent essentiellement 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 non énergétique s'élève à 8,7 Md€ en 2024, en baisse de 0,9 % par rapport à 2023. Après avoir augmenté fortement en 2022 en raison de la hausse des prix, cette facture retrouve en 2023 et 2024 un niveau proche de celui de 2019 (8,5 Md€<sub>2024</sub>).

**Figure 4.2.5.1 : consommation de produits pétroliers raffinés à usage non énergétique par secteur et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>	En Mtep	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Consommation finale à usage non énergétique</b>	<b>12,1</b>	<b>8 463</b>	<b>9,3</b>	<b>11 246</b>	<b>9,6</b>	<b>8 803</b>	<b>9,5</b>	<b>8 728</b>
Industrie	11,8	6 894	9,0	8 603	9,3	6 534	9,2	6 591
<i>Pétrochimie</i>	8,7	4 237	6,4	4 860	7,1	3 747	6,8	3 832
<i>Construction</i>	2,5	1 269	2,1	1 512	1,8	1 064	1,8	1 206
<i>Autres industries</i>	0,6	1 389	0,5	2 231	0,5	1 723	0,5	1 553
Autres (dont agriculture, transports)	0,3	1 568	0,3	2 642	0,3	2 268	0,3	2 137

Source : SDES, Bilan de l'énergie

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

### 4.2.6 DÉPENSE TOTALE PAR COMPOSANTE

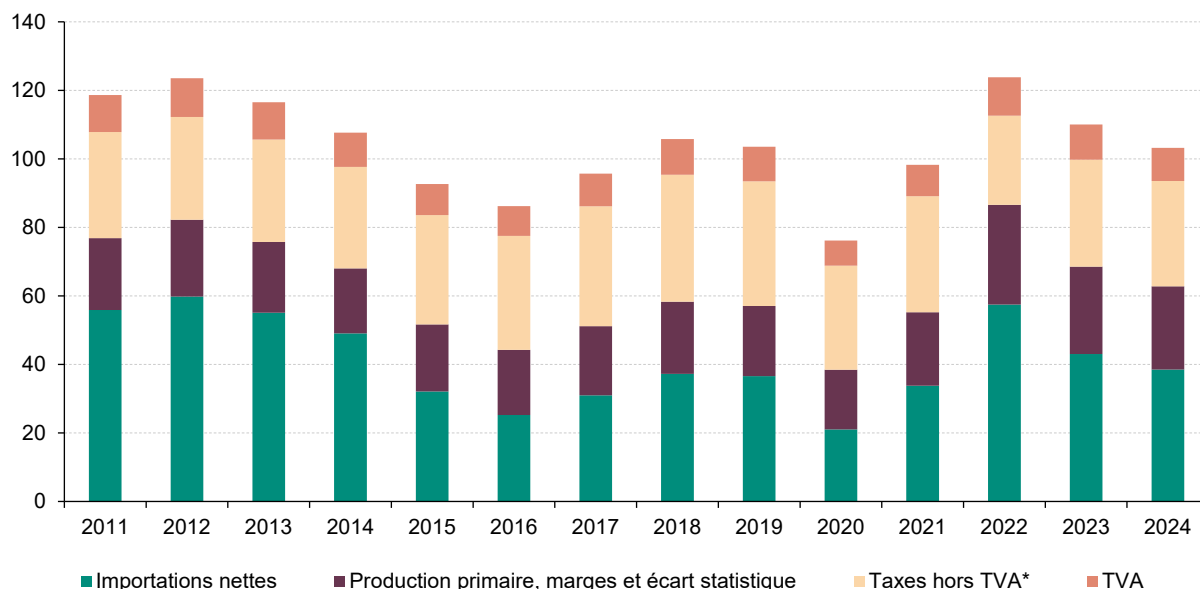
Pour la deuxième année consécutive, le coût des importations nettes (des exportations) de pétrole brut, de produits raffinés et de biocarburants incorporés aux carburants diminue (- 10,5 % en euros constants) et s'élève à 38,5 Md€ en 2024 (figure 4.2.6.1). Il reste supérieur à celui de 2019 (+ 5,2 %) et représente 37 % de la dépense (taxes incluses) en 2024. La situation de tension géopolitique, en particulier en Ukraine et au Moyen-Orient, avait tiré à la hausse les prix du pétrole en 2022.

La dépense servant à rémunérer les activités (de production, raffinage et transport-distribution) réalisées sur le sol national s'élève à 24,3 Md€ (à l'écart statistique près), soit 24 % du total, en baisse par rapport à l'année précédente (- 4,7 %).

Les 39 % de la dépense restants correspondent à la fiscalité et aux redevances. Celle-ci inclut l'accise sur les produits pétroliers en métropole et en outre-mer (ex-taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques, TICPE, et taxe spéciale sur la consommation, TSC), la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports (Tiruert, ex-taxe relative à l'incorporation de biocarburants, Tirib), la redevance affectée au comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP) ainsi que l'octroi de mer dans les DROM. La fiscalité sur les produits pétroliers comprend également la TVA, qui s'applique aux prix incluant les autres taxations et dont le taux varie selon les territoires. L'accise sur les produits pétroliers perçue en métropole (ex-TICPE), qui compte pour la plus grande partie des taxes, a procuré 30,7 Md€ de recettes (nette des remboursements) en 2024 avant affectations. En euros constants, ce montant est en léger recul (- 1,4 %) par rapport à 2023. Avec l'introduction de la composante carbone dès 2014, les montants perçus de TICPE avaient fortement augmenté entre 2014 et 2018 (+ 25,2 %). Ils se sont ensuite stabilisés entre 2018 et 2022 (en dehors d'une chute ponctuelle en 2020). En baisse de 2,6 %, la fraction d'accise perçue en outre-mer a rapporté 0,55 Md€ en 2024 aux collectivités. La TVA sur les produits pétroliers (hors part déductible pour les entreprises) s'élève à 9,7 Md€ en 2024, en baisse de 6,2 % par rapport à 2023 (en euros constants).

Figure 4.2.6.1 : décomposition de la dépense totale en pétrole brut, produits raffinés et biocarburants

En Md€<sub>2024</sub>



\* Les subventions de remise à la pompe sont déduites des taxes dans les données de 2022.

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 : SDES, Bilan de l'énergie

## 4.3 Gaz naturel : la branche énergie tire la consommation à la baisse

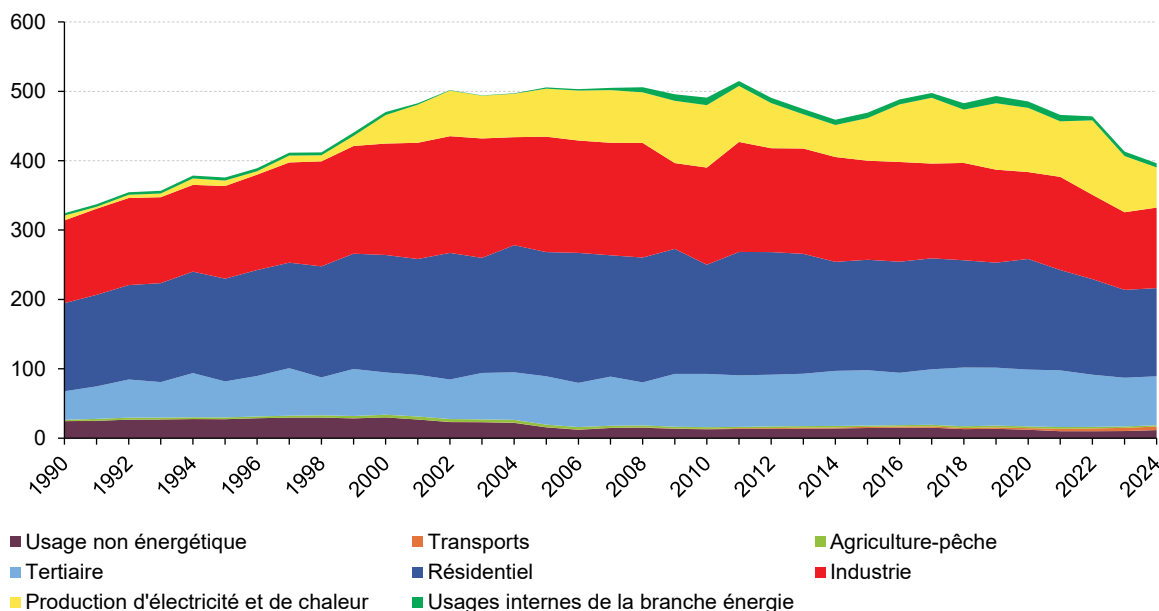
### 4.3.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

En 2024, la consommation totale de gaz naturel en France s'établit à 362 TWh PCS (soit 325 TWh PCI). Elle diminue de 5,6 % entre 2023 et 2024. Corrigée des variations climatiques, la consommation totale de gaz naturel diminue moins fortement (- 4,1 %), les températures ayant été plus douces en 2024 qu'en 2023.

Tous les secteurs ne connaissent pas la même évolution de leur consommation de gaz. La baisse globale est essentiellement due à la très forte diminution de la consommation de la branche énergie (- 28,5 %). La consommation finale de gaz naturel augmente, pour sa part, de 2,0 %, ce qui interrompt la baisse constatée depuis 2022 (- 6,8 % en 2022 et - 7,2 % en 2023).

Par rapport à 2012, année de référence de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), la consommation totale de gaz, corrigée des variations climatiques, diminue de 19,2 % (figure 4.3.1.1). Pour mémoire, la PPE prévoit une baisse de 36 % pour la période 2012-2030 de la consommation primaire de gaz naturel corrigée des variations climatiques<sup>2</sup> (voir 4.1).

**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 : SDES, Bilan de l'énergie, 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

<sup>2</sup> Par rapport à la consommation totale, la consommation primaire de la PPE exclut les injections de biogaz et les consommations pour matière première et inclut les pertes du réseau de transport.

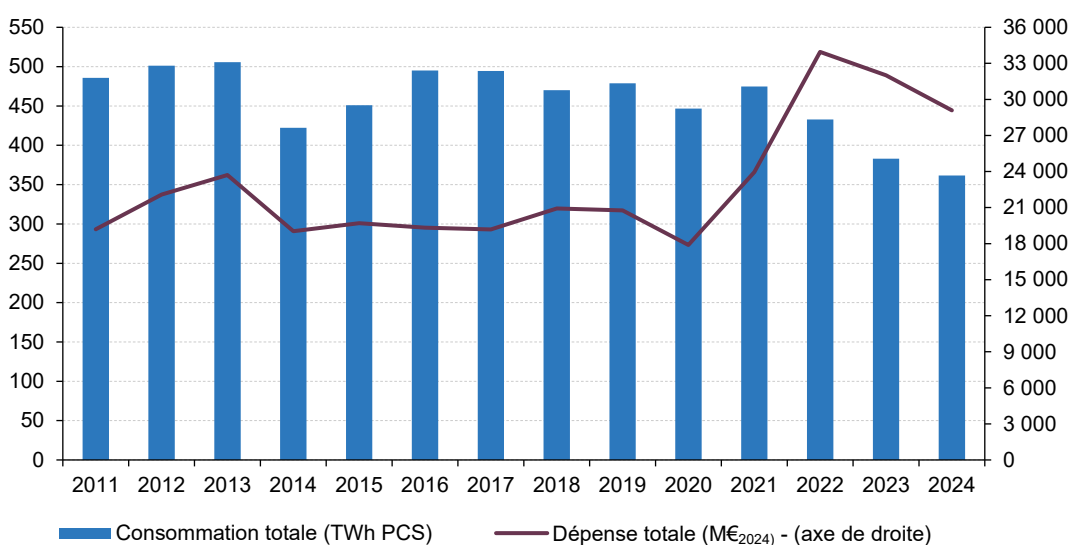
## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

En 2024, dans un contexte de baisse des prix du gaz, les dépenses d'achat de gaz reculent plus fortement que la consommation : elles s'établissent à 29,1 Md€, soit une baisse de 9,1 % sur un an (*figure 4.3.1.2*). Elles baissent ainsi pour la deuxième année consécutive. En 2023, la baisse importante de la consommation de gaz avait en effet largement compensé la hausse des prix et permis ainsi une baisse de 5,7 % de la dépense. Le niveau des dépenses reste néanmoins nettement plus élevé qu'en 2019 (20,8 milliards d'euros).

**Figure 4.3.1.2 : consommation de gaz naturel et dépense associée**

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

En M€<sub>2024</sub>



\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.  
Source : SDES, Bilan de l'énergie

### 4.3.2 BRANCHE ÉNERGIE

En 2024, la consommation de gaz de la branche énergie est en forte baisse, passant de 81,5 TWh PCS à 57,2 TWh PCS, soit une baisse de 29,8 % et de 32,0 % pour la seule consommation pour la production d'électricité et de chaleur (*figure 4.3.2.1*). La baisse pour la branche énergie s'accélère par rapport à 2023 où elle était de 23,7 %.

Cette situation s'explique par les hausses des productions électriques d'origine nucléaire et hydraulique en 2024, entraînant une moindre sollicitation des centrales. Les centrales thermiques au gaz (*voir 3.4*). La consommation de gaz par les réseaux de chaleur est stable en 2024 (*voir 3.5*).

La baisse des prix du gaz, combinée à celle de la consommation, entraîne une forte baisse de la dépense en gaz de la branche énergie : elle diminue de 45,2 % sur un an, pour s'établir à 2,8 milliards d'euro. Par rapport au pic de 2022, cette dépense est quasiment divisée par 3.

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

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>
Transformation en électricité ou chaleur	92,8	1 951	101,2	7 305	75,1	4 773	51,1	2 573
Branche énergie hors transformation	10,5	175	5,6	410	6,4	367	6,1	244
<b>Branche énergie</b>	<b>103,3</b>	<b>2 126</b>	<b>106,8</b>	<b>7 715</b>	<b>81,5</b>	<b>5 139</b>	<b>57,2</b>	<b>2 816</b>

\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.  
Source : SDES, Bilan de l'énergie

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

### 4.3.3 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

Dans l'ensemble, la consommation finale de gaz naturel à usage énergétique progresse de 0,5 % en 2024, à 292,6 TWh PCS (*figure 4.3.3.1*). Cette légère hausse succède à deux années de baisses importantes. À l'inverse, compte tenu de la baisse des prix pour les entreprises, les dépenses associées à la consommation finale de gaz baissent dans le même temps de 2,2 %, à 25,9 milliards d'euros. Toutefois, les évolutions sont hétérogènes suivant les secteurs d'activité.

Avec une consommation de 111,4 TWh PCS, le secteur résidentiel reste le plus gros consommateur malgré une baisse de 1,6 % en 2024. Du fait de la hausse des taxes sur le gaz pour les ménages, la dépense en gaz du résidentiel progresse de 8,7 % en un an, malgré la baisse de consommation, et s'élève à 14 milliards d'euros.

La consommation de gaz naturel du secteur industriel progresse de 3,2 % entre 2023 et 2024, pour atteindre 111,3 TWh PCS. Malgré cette hausse de consommation, la dépense en gaz naturel du secteur baisse de 18,4 %, pour s'élever à 5,8 milliards d'euros.

Avec 63,1 TWh PCS en 2024, la consommation finale du secteur tertiaire reste stable. La dépense en gaz de ce secteur baisse de 6,3 % par rapport à 2023 et s'établit à 5,6 milliards d'euros en 2024.

La consommation du secteur des transports continue sa progression ininterrompue depuis 2018. Elle est de 5 TWh PCS en 2024, soit une progression de 9,1 % par rapport à 2023. La progression est moins forte que l'année précédente où elle était de 13 %. La dépense du secteur en gaz naturel en 2024 atteint 394 millions d'euros, soit une hausse de 4,4 % par rapport à 2023.

Le secteur agricole a consommé 1,9 TWh PCS de gaz naturel en 2024, en baisse de 5,5 % par rapport à 2023. La dépense en gaz naturel du secteur est de 139 millions d'euros en 2024.

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

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>
Industrie	132,1	3 634	117,5	8 288	107,8	7 118	111,3	5 806
Transports	2,1	74	4,1	305	4,6	378	5,0	394
Tertiaire	80,3	3 439	68,5	4 853	63,5	5 926	63,1	5 550
Résidentiel	145,0	11 182	123,7	11 659	113,2	12 856	111,4	13 978
Agriculture-pêche	2,6	97	2,1	146	2,0	162	1,9	139
<b>Total</b>	<b>362,1</b>	<b>18 426</b>	<b>315,9</b>	<b>25 251</b>	<b>291,1</b>	<b>26 441</b>	<b>292,6</b>	<b>25 867</b>

\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

### 4.3.4 CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

La consommation non énergétique de gaz naturel se concentre dans le secteur de la chimie qui l'utilise comme matière première. Le gaz naturel entre notamment dans la production d'hydrogène (*voir focus sur l'hydrogène*) ou de méthanol. En 2024, cette consommation s'élève à 11,7 TWh PCS, soit une hausse de 13,4 % par rapport à 2023 (*figure 4.3.4.1*). Cette hausse est portée par la production d'intermédiaires chimiques.

Grâce à la baisse des prix du gaz pour l'industrie, les dépenses pour ces usages non énergétiques diminuent, quant à eux, de 3,7 % en un an et s'établissent à 410 millions d'euros en 2024.

**Figure 4.3.4.1 : consommation finale de gaz naturel à usage non énergétique (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh PCS*	En M€ <sub>2024</sub>
Chimie	13,5	214	10,0	988	10,3	425	11,7	410

\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

## 4.4 La consommation de charbon est historiquement faible et la dépense associée chute nettement

En 2024, la consommation primaire de charbon, corrigée des variations climatiques, s'établit à 48 TWh. Elle recule de 9 % par rapport à 2023, et atteint ainsi son plus bas niveau depuis le début des observations, en dessous même de son niveau de 2020 (66 TWh) - (figure 4.4.1). La consommation de charbon est orientée à la baisse depuis une trentaine d'années, même si elle peut augmenter ponctuellement, comme en 2017 ou 2021. 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 (voir 4.1), la consommation primaire de charbon baisse de 66 % à climat corrigé.

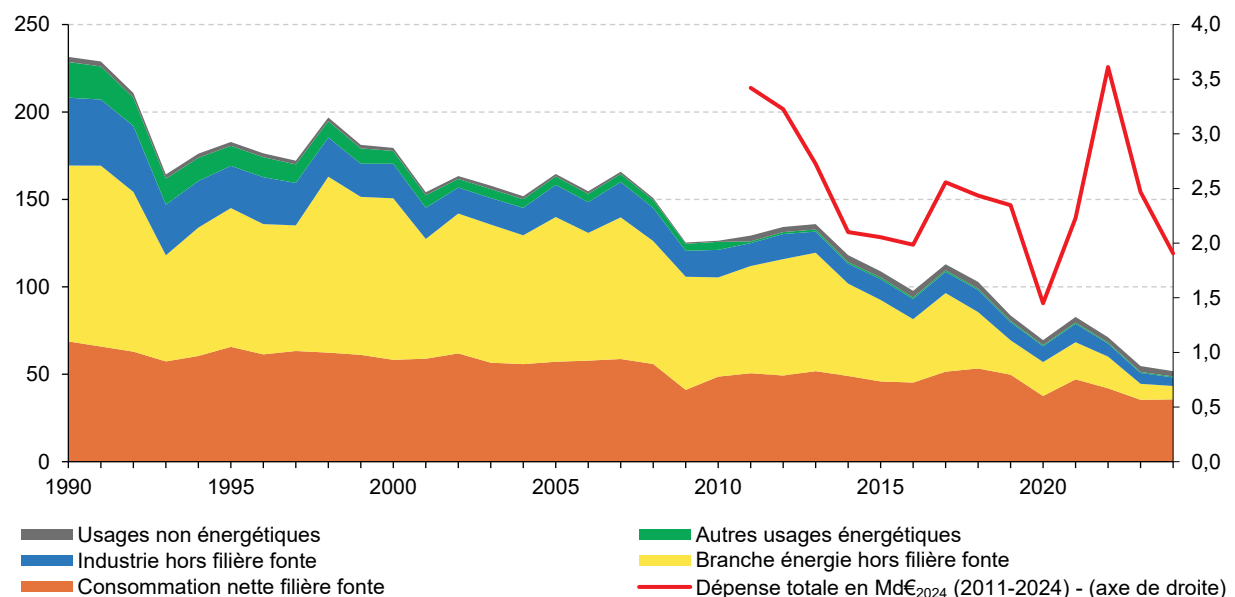
Depuis 2015, la filière fonte constitue le principal consommateur de charbon en France avec, en 2024, 75 % de la consommation totale. La consommation finale (essentiellement celle de l'industrie manufacturière hors hauts-fourneaux) compte, quant à elle, pour 17 % de l'ensemble des ressources primaires consommées en 2024. Elle passe devant celle de la production d'électricité et de chaleur, qui ne représente plus que 14 % de la consommation (contre 48 % en 2012), le solde entre les ressources et la somme des consommations des différents secteurs correspondant à l'écart statistique.

Après avoir atteint un niveau inédit à 3,6 Md€<sub>2024</sub> en 2022, la dépense totale en charbon chute nettement en 2023 (- 32 %), puis 2024 (- 23 %), en raison de la baisse importante de la consommation et de la chute des prix (voir 1.4). À 1,9 Md€, elle atteint son deuxième niveau le plus faible après celui de 2020. Les hauts-fourneaux, qui consomment majoritairement du coke, issu de la transformation d'un type de charbon plus onéreux que celui utilisé pour la production d'électricité et de chaleur, concentrent à eux seuls plus de 70 % 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)

En Md€<sub>2024</sub>



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 : SDES, Bilan de l'énergie

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

Outre la filière fonte, dont la consommation totale nette s'élève à 36 TWh en 2024, 7 TWh de produits charbonniers ont été consommés par la branche énergie à des fins de production électrique ou, de façon plus marginale, de production de chaleur vendue ensuite à des tiers (*figure 4.4.2*). Cette quantité correspond à du charbon-vapeur utilisé comme combustible par des centrales thermiques à flamme. Par ailleurs, du gaz fatal issu des installations sidérurgiques est brûlé pour produire de l'électricité sur le site industriel lui-même ou dans une centrale thermique voisine, comme c'est notamment le cas à Dunkerque.

La consommation des centrales a diminué de près de 95 % 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 trois quarts sur le territoire métropolitain sur la période. Fin décembre 2024, seules trois unités de production, réparties sur deux sites, à Cordemais (Loire-Atlantique) et Saint-Avold (Moselle), restent en activité.

Fin 2024, les départements et régions d'outre-mer ne comptent plus qu'une installation de production thermique au charbon, en Guadeloupe, dont certaines tranches de production utilisent également un combustible renouvelable issu de la canne à sucre, la bagasse, durant la campagne sucrière. Depuis plusieurs années, les unités ultramarines sont en cours de conversion en unités 100 % renouvelable (bagasse-biomasse). Les centrales de Bois-Rouge et du Gol, à La Réunion, ont ainsi été converties totalement à la biomasse en mars 2023 et février 2024 respectivement, et, à son tour, en juillet 2025, la centrale de Guadeloupe a également achevé sa conversion. Ainsi, la consommation de charbon à des fins de production d'électricité a cessé en outre-mer.

Au-delà de cette tendance de long terme, la consommation des centrales thermiques à charbon en France métropolitaine est très sensible à la rigueur des températures, celles-ci étant principalement utilisées comme moyens de pointe lors des vagues de froid hivernales.

La consommation de charbon des centrales, corrigée des variations climatiques, diminue de 17 % en 2024, à 8 TWh, son niveau le plus faible depuis le début des mesures.

En effet, les centrales à charbon métropolitaines ont été nettement moins sollicitées qu'en 2023 grâce au rebond du nucléaire, à la forte augmentation de la production renouvelable et à la baisse de la consommation (*voir 3.4*). Par ailleurs, les centrales l'île de La Réunion n'utilisent plus de charbon.

La dépense pour produire de l'électricité ou de la chaleur s'élève en 2024 à 0,2 Md€. Hors inflation, la facture a diminué de 37 % en un an, en lien avec la chute de la demande et le recul des prix de l'énergie.

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

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Production d'électricité et de chaleur</b>	<b>17,9</b>	<b>332</b>	<b>17,4</b>	<b>645</b>	<b>8,5</b>	<b>307</b>	<b>6,8</b>	<b>194</b>
Charbon primaire	12,2	191	13,1	530	5,4	178	3,4	83
Gaz dérivés	5,7	141	4,2	115	3,1	128	3,4	111

Source : SDES, Bilan de l'énergie

La consommation finale de charbon en France s'élève à 8,5 TWh en 2024 (*figure 4.4.3*), un minimum historique. Elle fléchit nettement en un an (- 16 %). Par rapport à 2019, cette consommation recule aussi sensiblement (- 40 %). Depuis 2012, la consommation finale de charbon a chuté de 65 %.

La dépense correspondante s'établit à 0,3 Md€ en 2024. Mesurée en euros constants, elle recule de 28 % par rapport à 2023 du fait de la baisse importante des prix. Elle atteint ainsi sa deuxième valeur la plus basse après celle de 2020.

Les usages non énergétiques du charbon représentent 35 % de la consommation finale en 2024. Cette part augmente de 2 points en un an en raison de la baisse de la consommation finale énergétique, en particulier dans l'industrie. Elle était restée stable depuis près de dix ans jusqu'en 2021. Ces usages non énergétiques concernent en premier lieu les secteurs industriels de la sidérurgie, de la chimie 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 de la chimie, des produits minéraux non métalliques (notamment la fabrication de ciments, plâtres et chaux) et de l'agroalimentaire (par exemple les sucreries). Le charbon est très marginalement utilisé comme combustible, en général pour le chauffage, dans le résidentiel et le tertiaire, notamment dans les Hauts-de-France.

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

**Figure 4.4.3 : consommation finale de charbon (données non corrigées des variations climatiques)**  
En TWh

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Industrie</b>	<b>10,3</b>	<b>9,1</b>	<b>10,5</b>	<b>7,4</b>	<b>6,2</b>	<b>4,9</b>
Charbon primaire	8,5	7,7	8,9	6,1	4,9	3,8
Charbon dérivé	1,8	1,4	1,6	1,3	1,3	1,1
<b>Autres usages énergétiques</b>	<b>0,7</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0,6</b>	<b>0,6</b>
Charbon primaire	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
Charbon dérivé	0,1	0,1	0,1	0,2	0,0	0,1
<b>Usages non énergétiques</b>	<b>3,1</b>	<b>2,8</b>	<b>3,2</b>	<b>3,0</b>	<b>3,4</b>	<b>3,0</b>
Charbon primaire	1,2	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4
Charbon dérivé	1,9	1,5	1,8	1,7	1,9	1,6
<b>Total</b>	<b>14,1</b>	<b>12,5</b>	<b>14,5</b>	<b>11,1</b>	<b>10,1</b>	<b>8,5</b>
Charbon primaire	10,4	9,6	11,0	8,0	6,9	5,7
Charbon dérivé	3,8	2,9	3,5	3,1	3,2	2,8

Source : SDES, Bilan de l'énergie

## 4.5 La consommation d'énergies renouvelables et de déchets continue d'augmenter en 2024

### 4.5.1 CONSOMMATION TOTALE

La consommation primaire réelle d'énergies renouvelables (EnR) et de déchets s'élève à 436 TWh en 2024. Elle se répartit en 203 TWh consommés directement par les utilisateurs finaux, principalement pour les besoins de chauffage, et 232 TWh consommés par la branche énergie (pour la production d'électricité ou de chaleur). Au sein de la branche énergie, la consommation d'EnR et déchets sert majoritairement à produire de l'électricité : 144 TWh pour la production d'électricité issue des filières hydraulique, éolienne et photovoltaïque et 18 TWh de combustibles (principalement de la biomasse et des déchets) brûlés pour produire de l'électricité. Par ailleurs, 43 TWh de combustibles sont consommés pour produire simultanément de la chaleur et de l'électricité par cogénération, et 17 TWh pour produire de la chaleur. Enfin, 10 TWh de biométhane sont injectés dans les réseaux.

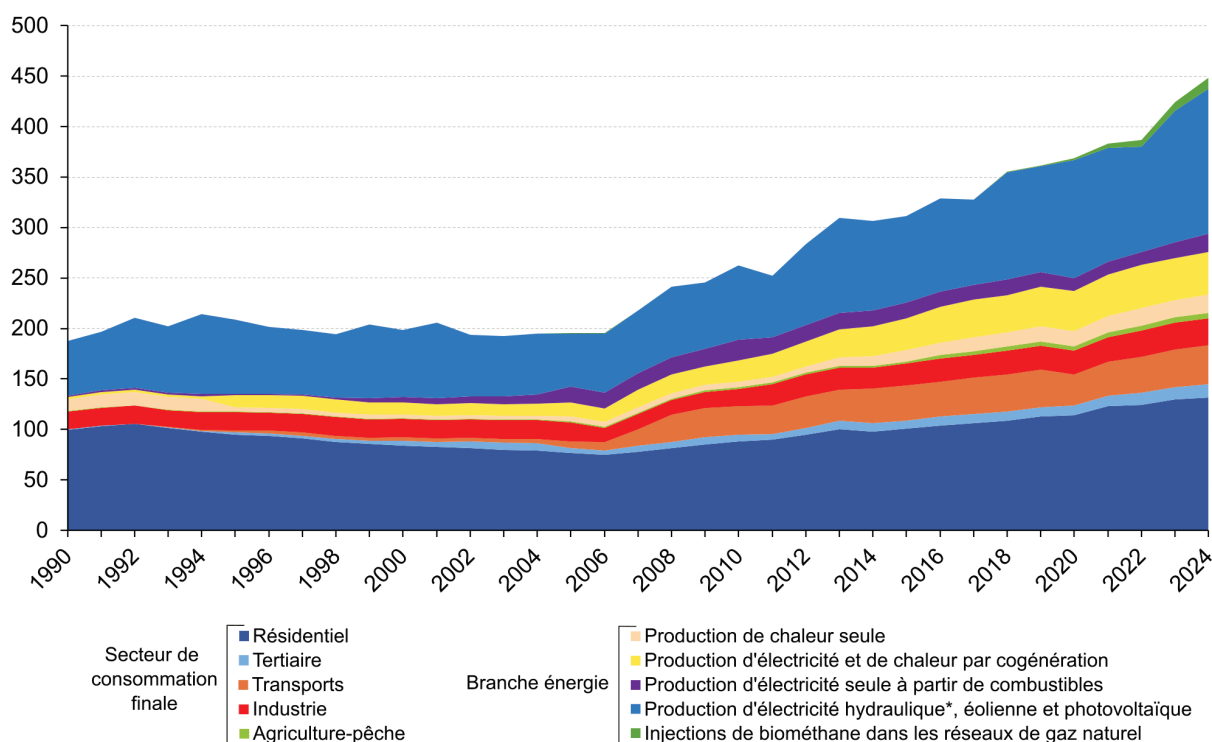
Tous usages confondus, la consommation primaire réelle d'énergies renouvelables et de déchets augmente de 5,3 % sur un an. Cette augmentation est principalement portée par la filière hydraulique, du fait des conditions pluviométriques exceptionnelles en 2024, et par la filière biogaz, du fait du développement des injections de biométhane sur le réseau de gaz (voir 2.2.3). Par ailleurs, des températures hivernales plus douces par rapport à 2023 ont entraîné un besoin moins important de chauffage des ménages qui s'est traduit notamment par une baisse de la consommation de bois-énergie dans le résidentiel.

Les énergies renouvelables continuent de se développer. À climat corrigé, la consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets augmente de 5,6 % en 2024. Elle a doublé depuis le milieu des années 2000 et a augmenté de 46 % depuis 2014 (figure 4.5.1.1). En particulier, la consommation primaire d'énergies renouvelables thermiques et de déchets, corrigée des variations climatiques, augmente de 3,5 % en 2024.

La consommation finale d'énergies renouvelables et déchets (203 TWh en 2024, en données réelles) 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 représente à lui seul 59 % de cette consommation finale, suivi des transports (19 %), de l'industrie (13 %), du tertiaire (6 %) et de l'agriculture (3 %).

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

**Figure 4.5.1.1 : consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets par secteur**  
En TWh (données corrigées des variations climatiques)



\* Y compris énergies marines.

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 : SDES, Bilan de l'énergie

121 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 augmente de 0,3 % sur un an du fait du développement continu du parc de pompes à chaleur, qui compense la baisse de consommation de bois due à un hiver plus doux en 2024. Corrigée des variations climatiques, elle augmente plus fortement (+ 1,6 %). Sur ces 121 TWh, 58 % sont issus de la combustion de bois, 40 % sont extraits par les 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. À climat corrigé, elle diminue de 1,2 % en 2024. Le recul des ventes d'appareils de chauffage au bois entre 2013 et 2020 (à l'exception des poêles à granulés et 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 (voir 2.2.3). À l'inverse, les pompes à chaleur, en particulier celles aérothermiques qui nécessitent un moindre investissement, continuent de se développer dans le résidentiel bien qu'à un rythme moindre que les années précédentes. Leur consommation renouvelable corrigée des variations climatiques augmente de 5,2 % en 2024.

La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques dans les transports, composée de biocarburants (voir 4.5.3), atteint 38 TWh en 2024 en données réelles. Elle augmente légèrement sur un an (+ 1,4 %).

La consommation finale dans l'industrie est composée pour 77 % de biomasse solide, 15 % de déchets industriels, 5 % de biogaz et 3 % de biocarburants (principalement incorporés au gazole non routier). Elle s'élève à 27 TWh en 2024 en données réelles, en baisse de 0,1 %. Le secteur de l'imprimerie et de la production de papier et de carton est le principal utilisateur d'énergies renouvelables thermiques et de déchets avec 17 TWh consommés

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

en 2024. Ce secteur consomme en particulier de la biomasse (9 TWh), notamment de la liqueur noire, résidu issu de la fabrication du papier kraft et constituant une source d'énergie facilement mobilisable et peu onéreuse.

La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques ou issues des déchets par le secteur tertiaire demeure modeste, à 13 TWh en 2024.

### 4.5.2 BOIS-ÉNERGIE

En 2024, la consommation primaire de bois-énergie s'élève à 111 TWh en données réelles (*figure 4.5.2.1*). Elle diminue de 0,8 % par rapport à 2023 en raison de températures hivernales plus douces que l'année précédente. La dépense associée s'élève à 3,2 Md€, en baisse de 13 % sur un an. Elle se répartit en 2,1 Md€ dans le résidentiel (soit 66 % du total), 0,7 Md€ dans le secteur énergétique pour la production d'électricité et de chaleur, et 0,3 Md€ dans les autres secteurs (tertiaire et industriel). La baisse du prix du bois-énergie est tirée par l'évolution du prix du bois acheté par les ménages (- 19 % en moyenne annuelle) - (*voir 1.5.2*) du fait de la part importante de ce secteur dans la consommation primaire totale. Cette dépense prend en compte l'achat de bois hors des circuits commerciaux mais n'inclut pas l'auto-approvisionnement en bois, qui représente entre 30 et 40 % de la consommation de bois-bûche des ménages.

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

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Consommation primaire totale</b>	<b>109</b>	<b>2 569</b>	<b>110</b>	<b>3 042</b>	<b>112</b>	<b>3 660</b>	<b>111</b>	<b>3 169</b>
Production d'électricité et de chaleur	19	522	23	704	24	736	25	737
Industrie	10	172	13	175	13	248	13	253
Résidentiel	75	1 795	70	2 069	70	2 582	69	2 086
Tertiaire	3	80	3	93	3	94	3	93
Agriculture-pêche	2	0	2	0	2	0	2	0

Lecture : la consommation primaire de bois-énergie (hors liqueur noire) s'élève à 111 TWh en 2024, pour une dépense correspondante de 3,2 Md€.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

### 4.5.3 BIOCARBURANTS

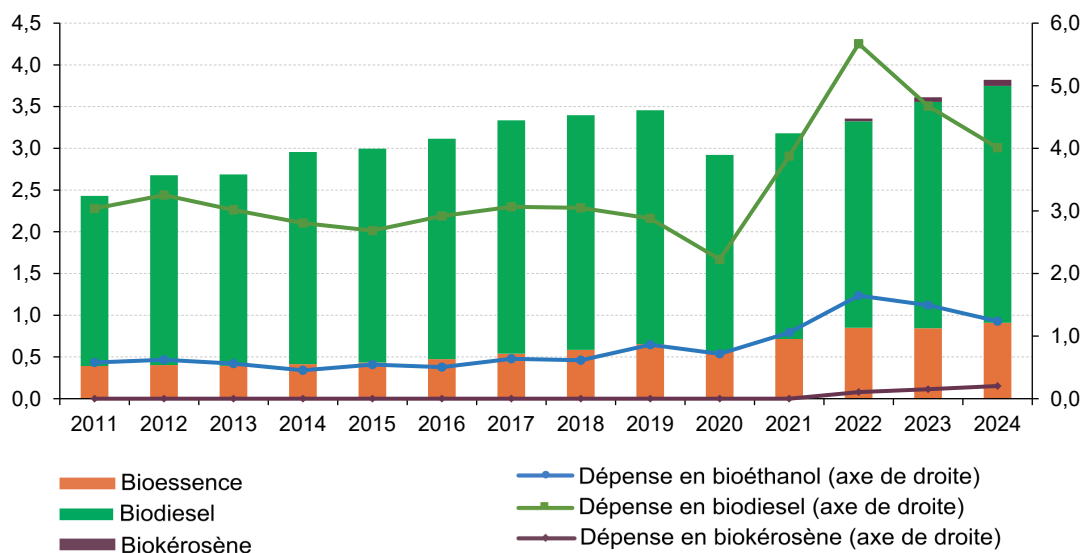
La consommation de biocarburants s'établit à 3,8 Mtep (soit 44 TWh) en 2024, dont 2,8 Mtep de biodiesel, 0,9 Mtep de bioéthanol et 0,07 Mtep de biokérosène (*figure 4.5.3.1*). Elle augmente (+ 5,8 %) en raison de la progression de la consommation de bioessences (+ 7,8 %) et de la consommation de biodiesel pour la production d'électricité à la suite de la reconversion de centrales thermiques fonctionnant auparavant au fioul. Du fait de la baisse des prix, la dépense associée diminue fortement en euros constants (- 13,7 %), pour s'établir à 5,4 Md€ en 2024. Hors coûts de distribution et des taxes (affectés par convention aux produits pétroliers avec lesquels ils sont mélangés), les dépenses de biodiesel s'élèvent à 4,0 Md€ (- 14,2 % par rapport à 2023 en euros constants, amplifiée par la légère baisse de consommation), celles de bioéthanol à 1,2 Md€ (- 17,1 %, malgré la hausse des quantités consommées) et celles de biokérosène à 0,2 Md€ (un montant plus faible, mais en progression de 34,8 % sur un an). La consommation de biocarburants est concentrée à 86 % dans le secteur des transports, le reste étant lié à l'utilisation d'engins agricoles et de chantier, ou à la production d'électricité.

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

Figure 4.5.3.1 : consommation de biocarburants et dépense totale associée

En Mtep

En Md€<sub>2024</sub>



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGDDI et FAO

## 4.6 Électricité : la consommation stagne, la dépense recule

### 4.6.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

À climat réel, la consommation totale d'électricité augmente de 0,3 % en 2024, pour s'établir à 410 TWh (figure 4.6.1.1). Le climat ayant été plus doux que celui de 2023, la hausse de consommation est légèrement plus forte après correction des variations climatiques (+ 0,8 %). La baisse des prix de l'électricité pour les entreprises observée en 2024 contribue vraisemblablement à cette hausse.

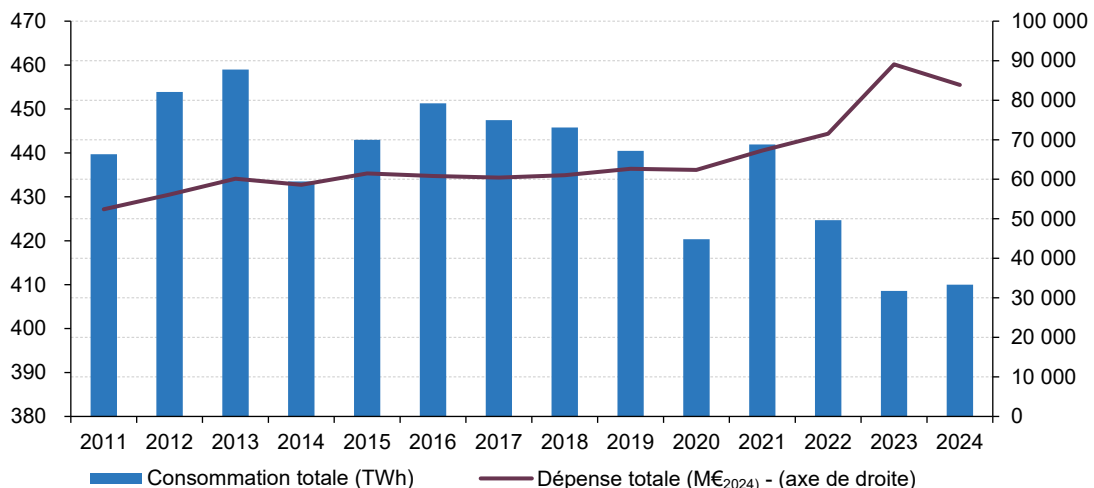
Malgré cette légère progression de la consommation réelle, les dépenses d'électricité diminuent, pour s'établir à 83,9 Md€ (- 5,8 % par rapport à l'année précédente en euros constants), mais restent largement supérieures à leur niveau d'avant-crise (+ 34 % par rapport à 2019 en euros constants).

En 2024, la baisse globale des dépenses en électricité s'explique par l'atténuation progressive des effets de la crise énergétique. Bien que les pics historiques observés sur les marchés de gros en 2022-2023 aient commencé à refluer, leur impact sur les factures des consommateurs reste toutefois hétérogène en 2024, en fonction des secteurs et des modalités contractuelles. Ainsi, les gros consommateurs (industriels notamment) sont plus sensibles aux prix de marché à court terme que les petits consommateurs (ménages par exemple). De plus, les évolutions tarifaires pour les consommateurs finaux dépendent largement des dates de renouvellement des contrats, ce qui explique que la baisse des coûts de production ne s'est pas encore pleinement traduite dans les factures.

Figure 4.6.1.1 : consommation physique d'électricité et dépense associée

En TWh (données non corrigées des variations climatiques)

En M€<sub>2024</sub>



Source : SDES, Bilan de l'énergie

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

### 4.6.2 CONSOMMATION ET DÉPENSE DE LA BRANCHE ÉNERGIE

Au-delà des pertes sur le réseau (39 TWh) et de l'électricité utilisée pour le pompage (4,4 TWh), la branche produisant de l'énergie (raffineries, enrichissement de l'uranium, etc.) est elle-même consommatrice d'électricité à hauteur de 12 TWh, pour un coût de 1,4 Md€ (*figure 4.6.2.1*).

**Figure 4.6.2.1 : usages internes de la branche énergie en électricité (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Branche énergie	9	727	10	1 301	11	1 864	12	1 431

Note : hors pertes, consommation propre des centrales et énergie absorbée par le pompage.

Sourc : SDES, Bilan de l'énergie

### 4.6.3 CONSOMMATION FINALE ET DÉPENSE ASSOCIÉE

Non corrigée du climat, la consommation finale d'électricité augmente de 0,2 % en 2024, s'établissant à 398 TWh, dans un contexte de modération des prix et de reprise partielle de l'activité économique (*figure 4.6.3.1*). La dépense associée, après avoir explosé en 2023 (+ 23,7 % par rapport à 2022) diminue de 5,5 %, atteignant 82,5 Md€.

Alors qu'elle diminuait de 1,6 % par an en moyenne depuis 2018 sous l'effet des crises successives (Covid-19, guerre en Ukraine) et des appels à la sobriété, la consommation finale d'électricité, corrigée des variations climatiques, augmente de 0,7 % en 2024 (*figure 4.6.3.2*). Les évolutions sectorielles sont assez contrastées. Le secteur des transports se différencie nettement avec une augmentation de 12 % en 2024 sous l'effet de l'électrification du parc de véhicules routiers (deux tiers de l'augmentation) et d'une hausse de la consommation du ferroviaire. Les autres secteurs affichent des variations plus modérées : + 3,5 % pour l'agriculture-pêche, + 1,3 % pour le tertiaire, + 0,7 % pour le résidentiel, et une baisse de 1,5 % pour l'industrie.

Le secteur résidentiel représente 39 % de la consommation finale d'électricité, ce qui en fait le plus grand consommateur. La consommation finale d'électricité corrigée du climat du secteur s'élève à 158 TWh en 2024 (*figure 4.6.3.2*), en hausse de 1,1 TWh par rapport à 2023 (+ 0,7 %). L'électricité y est utilisée pour le chauffage, les équipements électroménagers et l'éclairage. Bien que sa part dans la consommation totale reste stable (38 % en 2024), sa part dans la dépense globale augmente fortement, passant de 42 % en 2023 à 51 % en 2024 (soit 42,2 Md€ en 2024, + 16 %). Cette évolution s'explique en partie par la fin progressive du bouclier tarifaire dont bénéficiaient les ménages mais aussi par l'impact différé de la transmission des prix de marché au secteur résidentiel.

Le secteur tertiaire consomme 130 TWh d'électricité (à climat corrigé) en 2024, soit 32 % de l'électricité finale totale, et se place ainsi en deuxième position. Sa consommation augmente de 1,3 % (+ 1,6 TWh) par rapport à 2023. La dépense en électricité du tertiaire, qui représente 30 % de la dépense totale en électricité, diminue de 19 % sur un an, à 24,7 Md€ en 2024. Cette baisse s'explique par le renouvellement des contrats d'approvisionnement à des tarifs plus bas, après les pics de 2022-2023. En 2024, le secteur bénéficie enfin de la baisse des prix, même si ceux-ci restent supérieurs aux niveaux d'avant-crise.

L'industrie, avec 101 TWh d'électricité consommés (soit 25 % de la consommation finale corrigée des variations climatiques), se classe en troisième position. Sa consommation diminue légèrement (- 1,5 % par rapport à 2023). En revanche, sa dépense en électricité recule de 28 % (12,1 Md€ en 2024, contre 16,9 Md€<sub>2024</sub> en 2023), après avoir fortement augmenté en 2023 (+ 36 %).

La consommation d'électricité dans les transports (13 TWh), très majoritairement liée au réseau ferré, est la seule consommation sectorielle à augmenter fortement en 2024 (+ 12 %). Cette croissance est en partie portée par celle de la consommation du ferré (+ 0,4 TWh), mais surtout par celle des véhicules routiers à motorisation alternative (électriques et hybrides rechargeables, + 1 TWh). La consommation d'électricité pour le routier poursuit sa forte croissance (en moyenne + 66 % par an entre 2020 et 2024), pour atteindre 3,2 TWh. La dépense en électricité pour le transport s'élève à 1,8 Md€ (+ 5,3 %).

La consommation d'électricité de l'agriculture (7 TWh) se stabilise par rapport à 2023, pour une dépense de 1,6 Md€, en baisse de 10 % après avoir connu une hausse de 37 % en 2023.

## partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

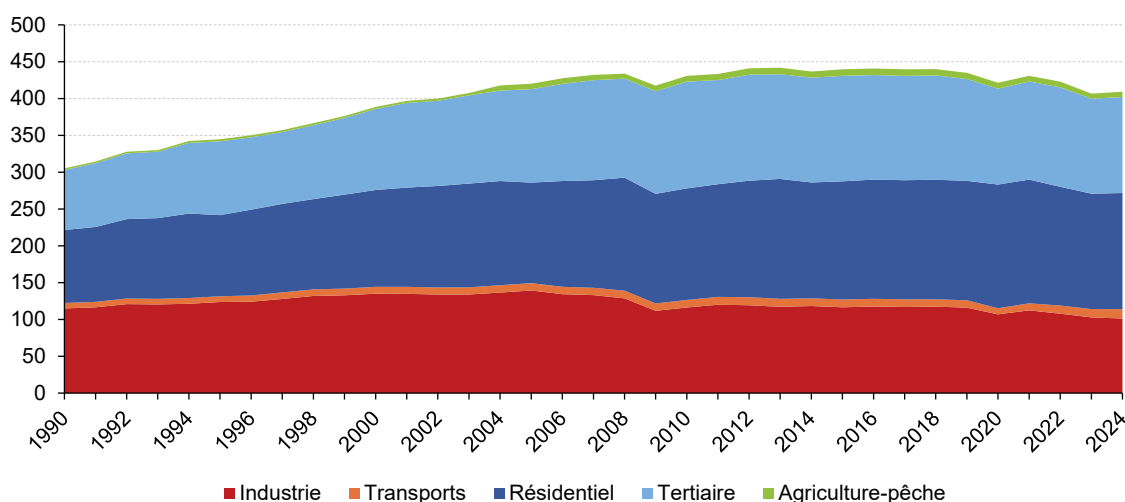
**Figure 4.6.3.1 : consommation finale d'électricité (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Industrie	116	9 375	107	12 825	102	16 870	100	12 130
Transports	10	614	11	1 296	11	1 709	13	1 800
Résidentiel	160	32 698	155	34 377	151	36 387	151	42 246
Tertiaire	138	18 088	134	20 548	127	30 546	127	24 724
Agriculture-pêche	8	1 247	8	1 258	7	1 789	7	1 602
<b>Total</b>	<b>432</b>	<b>62 023</b>	<b>414</b>	<b>70 304</b>	<b>397</b>	<b>87 300</b>	<b>398</b>	<b>82 503</b>

Source : SDES, Bilan de l'énergie

**Figure 4.6.3.2 : 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 : SDES, Bilan de l'énergie, d'après données locales de consommation d'électricité

La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe un objectif de baisse de la consommation finale de l'énergie pour 2030 de 25 % par rapport à l'année 2012 en France continentale. Cette baisse passe par la réduction de la part des énergies fossiles dans le bouquet énergétique, au profit de l'électricité et des énergies renouvelables. Si l'on considère le périmètre France (y compris DROM), la consommation d'électricité corrigée des variations climatiques a baissé de 7,2 % depuis 2012 (- 32 TWh), la baisse étant concentrée sur la période récente (- 26 TWh entre 2019 et 2024). L'industrie et le tertiaire contribuent le plus à la baisse globale (respectivement, - 18 TWh et - 14 TWh). Le transport est le seul secteur connaissant une hausse (+ 2 TWh) avec le développement des véhicules électriques. En 2024, l'électricité représente, comme en 2012, 26 % de la consommation finale à usage énergétique.

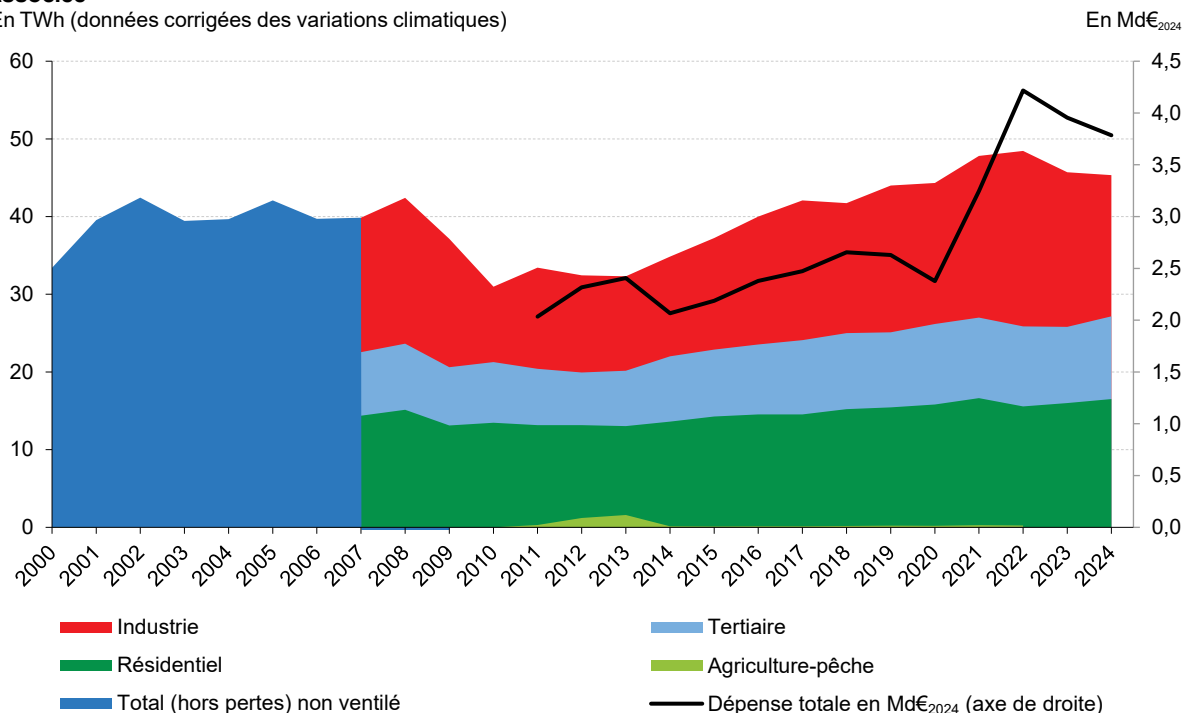
## 4.7 La consommation de chaleur commercialisée continue de diminuer

La consommation (hors pertes) de chaleur commercialisée s'élève à 45 TWh en 2024. Elle baisse légèrement (- 1 %) par rapport à 2023 malgré des conditions climatiques et des besoins de chauffage équivalents. Cette diminution reste cependant moindre que celle de 2023 (- 6 %). Sur longue période, la consommation de chaleur commercialisée a fortement progressé (+ 30 % entre 2014 et 2024).

En 2024, les ventes de chaleur, corrigées des variations climatiques, diminuent particulièrement dans le secteur de l'industrie (- 9 %) dans un contexte de diminution de l'offre (*figure 4.7.1*). Les centrales thermiques, parmi lesquelles figurent les centrales en cogénération qui vendent la chaleur produite, ont été beaucoup moins sollicitées en 2024 qu'en 2023, dans un contexte de production d'électricité nucléaire et renouvelable en nette progression. Les centrales en cogénération ont donc moins produit et vendu de la chaleur à leurs clients à proximité qui sont plutôt des sites industriels. À l'inverse, la livraison au secteur tertiaire augmente de 8 % entre 2023 et 2024. Au total, le secteur industriel représente 40 % des quantités de chaleur achetée, le résidentiel 36 % et le tertiaire 23 %, la consommation de chaleur dans le secteur agricole restant très marginale.

**Figure 4.7.1 : consommation totale de chaleur commercialisée (nette des pertes de distribution) et dépense associée**

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



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

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 enquête annuelle sur la production d'électricité et enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

En 2024, la dépense totale liée à la consommation de chaleur commercialisée s'élève à 3,8 Md€ (*figure 4.7.2*). Elle diminue de 4 % sur un an, tirée à la baisse par la moindre dépense du secteur industriel (*voir 1.8*). Le secteur résidentiel représente 46 % de cette dépense, le secteur tertiaire 29 % et le secteur industriel 23 %, avec des

#### partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

montants respectifs de 1,8 Md€, 1,1 Md€ et 0,9 Md€. La part du secteur industriel est moindre dans la dépense que dans la quantité consommée en raison de prix traditionnellement plus bas que dans les autres secteurs. Par ailleurs, en 2024, l'industrie bénéficie d'une baisse importante des prix de la chaleur. Ses dépenses refluent de 23 % par rapport à 2023 (pour une consommation en baisse de 9 %) et de 48 % par rapport à 2022 (pour une consommation en baisse de 20 %) mais restent plus élevées qu'avant la crise énergétique (augmentation de la dépense de 55 % par rapport à 2019, pour une quantité légèrement plus faible). À l'inverse, dans le résidentiel et le tertiaire, les prix de la chaleur restent beaucoup plus stables. Entre 2023 et 2024, la dépense de chaleur du résidentiel augmente de 1 % et sa consommation de 2 %. Dans le même temps, la dépense du tertiaire augmente de 7 % et sa consommation de 8 %.

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

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
<b>Consommation finale totale</b>	<b>43</b>	<b>2 980</b>	<b>46</b>	<b>4 497</b>	<b>44</b>	<b>3 954</b>	<b>43</b>	<b>3 784</b>
Industrie	19	570	23	1 712	20	1 145	18	882
Résidentiel	15	1 507	14	1 683	14	1 746	15	1 755
Tertiaire	9	883	10	1 075	9	1 035	10	1 108
Agriculture-pêche	0	21	0	27	0	29	0	39

Note : la consommation totale de chaleur commercialisée s'élève à 43 TWh en 2024, pour une dépense correspondante de 3 784 M€.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

partie 5

# La consommation d'énergie par secteur ou usage

— La consommation finale d'énergie (hors charbon des hauts-fourneaux) se stabilise en 2024 (+ 0,4 % en données corrigées du climat), pour atteindre 1 552 TWh, dans un contexte de croissance faible du PIB (+ 1,2 %). L'industrie est le seul secteur dont la consommation diminue légèrement (- 1,3 %). Alors que la consommation est stable dans les transports (+ 0,2 %), elle rebondit dans le tertiaire (+ 2,0 %), le résidentiel (+ 1,0 %) et l'agriculture-pêche (+ 1,6 %). La consommation finale à usage non énergétique diminue également (- 0,6 %).

La dépense nationale en énergie (hors hauts-fourneaux) s'élève à 217,5 Md€ en 2024, soit 5,9 % de moins qu'en 2023 en euros constants, dans un contexte de reflux des prix après la flambée de 2022. Seul le résidentiel voit sa dépense augmenter (+ 10,2 %), en raison notamment de la fin progressive du bouclier tarifaire sur l'électricité et de la hausse des taxes sur le gaz.



## 5.1 Une dépense en forte baisse malgré une stagnation de la consommation finale

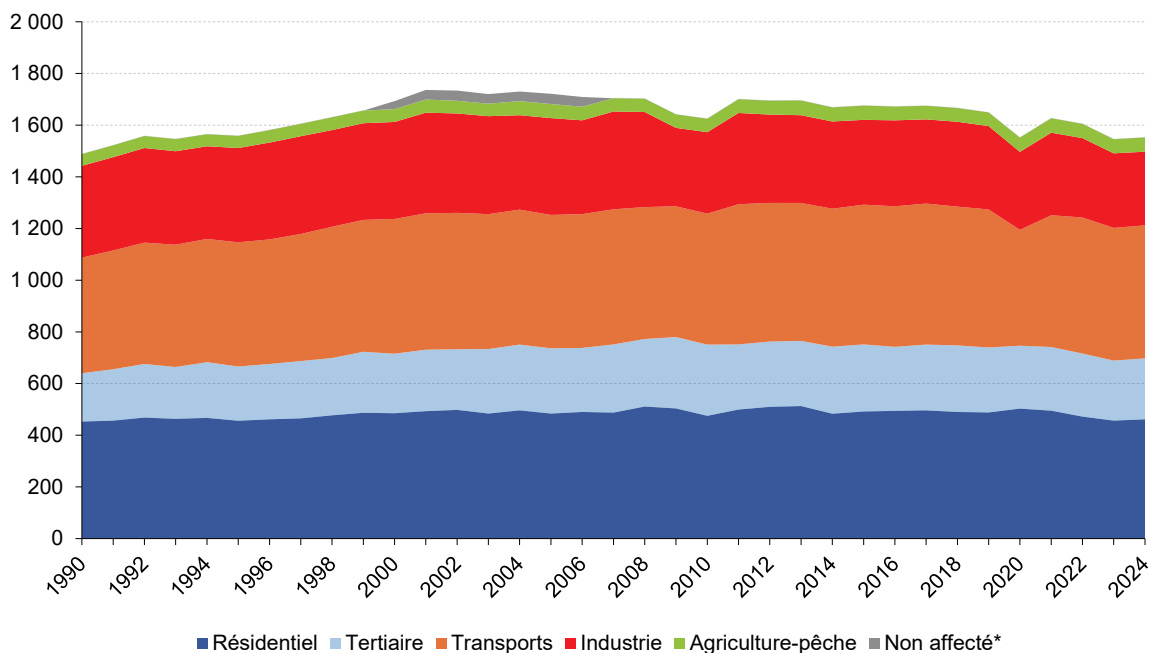
La consommation finale réelle d'énergie (hors charbon des hauts-fourneaux) stagne en 2024 (-0,1 %), pour s'établir à 1 623 TWh, dans un contexte de croissance faible du PIB (+ 1,2 %). Le climat ayant été plus doux que celui de 2023, la consommation finale d'énergie, corrigée des variations climatiques, augmente légèrement (+ 0,4 %). La consommation finale à usage énergétique, corrigée des variations climatiques, augmente également de 0,4 % en 2024, pour s'établir à 1 552 TWh (figure 5.1.1).

À l'exception de l'agriculture, l'ensemble des secteurs connaissent entre 2019 et 2023 une accélération de la baisse de la consommation finale à usage énergétique, à la suite notamment de la crise énergétique : à climat corrigé, la consommation finale à usage énergétique diminue en moyenne de 1,6 % entre 2019 et 2023, après -0,4 % entre 2015 et 2019. Cette baisse ralentit ou s'interrompt en 2024 : l'industrie est le seul secteur dont la consommation baisse légèrement (-1,3 %), tandis que les autres stagnent ou rebondissent (+0,2 % dans les transports, +1,0 % dans le résidentiel, +1,6 % dans l'agriculture, +2,0 % dans le tertiaire). La consommation non énergétique diminue légèrement en 2024 (-0,6 %).

Entre 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (voir 4.1), et 2019, la consommation finale énergétique a baissé de 0,4 % en moyenne annuelle à climat corrigé. Entre 2019 et 2024, cette baisse est de 1,2 % en moyenne annuelle. Sur l'ensemble de la période 2012-2024, la baisse est de 8,4 %. Elle devra atteindre -25 % en 2030 pour respecter l'objectif fixé par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

**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 : SDES, Bilan de l'énergie

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

La dépense nationale en énergie (hors hauts-fourneaux) s'élève à 217,5 Md€ en 2024. Après une augmentation importante en 2022 (+ 18,3 % en euros constants) causée par la flambée des prix de l'énergie, elle est quasi stable en 2023 (+ 1,2 %) puis diminue en 2024 (- 5,9 %). Les résultats sont toutefois contrastés selon les secteurs. Les dépenses diminuent dans l'industrie (- 23,9 % pour - 1,6 % de consommation), dans le tertiaire (- 16,0 % pour + 1,1 % de consommation), dans l'agriculture-pêche (- 9,7 % pour + 1,6 % de consommation) et dans les transports (- 6,4 % pour + 0,2 % de consommation). À l'inverse, elles augmentent dans le résidentiel (+ 10,2 % pour - 0,1 % de consommation), en raison notamment de la fin progressive du bouclier tarifaire sur l'électricité et de la hausse des taxes sur le gaz. Les dépenses pour des usages non énergétiques diminuent légèrement (- 1,5 % pour - 0,6 % de consommation).

Le transport concentre 38 % de la dépense nationale (hors charbon des hauts-fourneaux) pour 32 % 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. 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. Ils sont toutefois plus sensibles aux variations des prix sur les marchés internationaux.

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

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Industrie (hors charbon hauts-fourneaux)	320,4	16 967	302,4	27 541	284,0	28 763	279,4	21 879
Transports	533,7	80 232	526,1	94 612	513,8	87 809	514,7	82 187
Résidentiel	474,2	56 300	441,0	58 234	426,1	59 402	425,7	65 432
Tertiaire	247,2	24 807	234,9	29 270	222,1	39 600	224,6	33 279
Agriculture-pêche	52,9	4 485	55,4	6 116	54,2	6 077	55,1	5 491
<b>Consommation finale énergétique (hors charbon hauts-fourneaux)</b>	<b>1 628,4</b>	<b>182 791</b>	<b>1 559,9</b>	<b>215 774</b>	<b>1 500,3</b>	<b>221 651</b>	<b>1 499,5</b>	<b>208 267</b>
Consommation finale non énergétique	155,7	8 837	119,8	12 480	124,4	9 409	123,6	9 267
<b>Consommation finale (hors charbon hauts-fourneaux)</b>	<b>1 784,2</b>	<b>191 628</b>	<b>1 679,7</b>	<b>228 254</b>	<b>1 624,7</b>	<b>231 060</b>	<b>1 623,1</b>	<b>217 534</b>

Source : SDES, Bilan de l'énergie

## 5.2 Augmentation de la dépense d'énergie des ménages malgré une consommation stable

La consommation d'énergie des ménages français stagne en 2024 (- 0,1 %), pour s'établir à 722 TWh (figure 5.2.1). Cette consommation d'énergie se répartit en 426 TWh (- 0,1 %) consacrés aux logements (voir 5.3) et 297 TWh (+ 0,0 %) relatifs aux déplacements (voir 5.5). La stabilité de la consommation contraste avec la dynamique de baisse des dernières années : en moyenne, la consommation des ménages diminue de 1,5 % par an sur la période 2016-2019, puis de 1,9 % en moyenne par an entre 2019 et 2023, malgré de fortes fluctuations liées aux crises sanitaire et énergétique. La dépense énergétique des ménages atteint 118,3 Md€ en 2024 (+ 2,1 % sur un an), dont 65,4 Md€ pour le logement (+ 10,2 %) et 52,8 Md€ pour le transport (- 6,5 %).

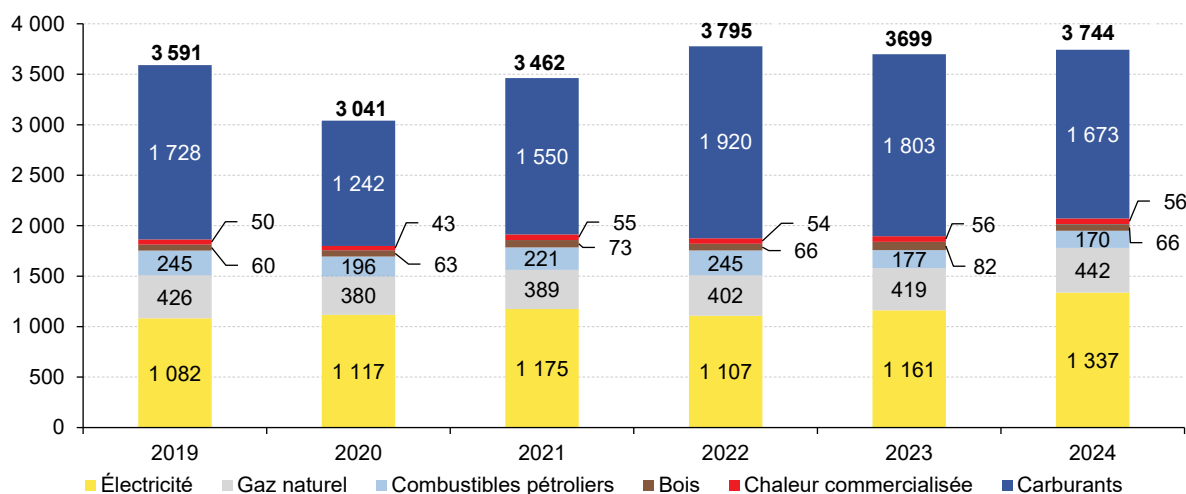
En 2024, la dépense énergétique moyenne d'un ménage s'élève à 3 744 €, dont 2 071 € imputables à l'énergie dans le logement et 1 673 € aux achats de carburant (figure 5.2.2). Corrigée de l'évolution globale des prix, la facture moyenne en énergie augmente de 1,2 % par rapport à 2023. Cette hausse modérée résulte de deux effets opposés : les dépenses en carburant diminuent de 7,2 % en euros constants, du fait de la baisse des prix des carburants, alors que les dépenses énergétiques moyennes liées au logement progressent de 9,2 %, en raison de la hausse des prix de l'énergie résidentielle.

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

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Logement	474,2	56 300	441,0	58 234	426,1	59 402	425,7	65 432
Transport	306,1	52 194	299,5	59 606	297,0	56 483	297,1	52 839
<b>Total</b>	<b>780,7</b>	<b>108 494</b>	<b>740,5</b>	<b>117 841</b>	<b>723,1</b>	<b>115 885</b>	<b>722,7</b>	<b>118 271</b>

Note : chèque énergie non déduit des dépenses d'énergie pour le logement.  
Champ : France entière (y compris DROM).  
Source : SDES, Bilan de l'énergie

**Figure 5.2.2 : dépense en énergie par ménage entre 2019 et 2024**  
En euros constants



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 : SDES, Bilan de l'énergie

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

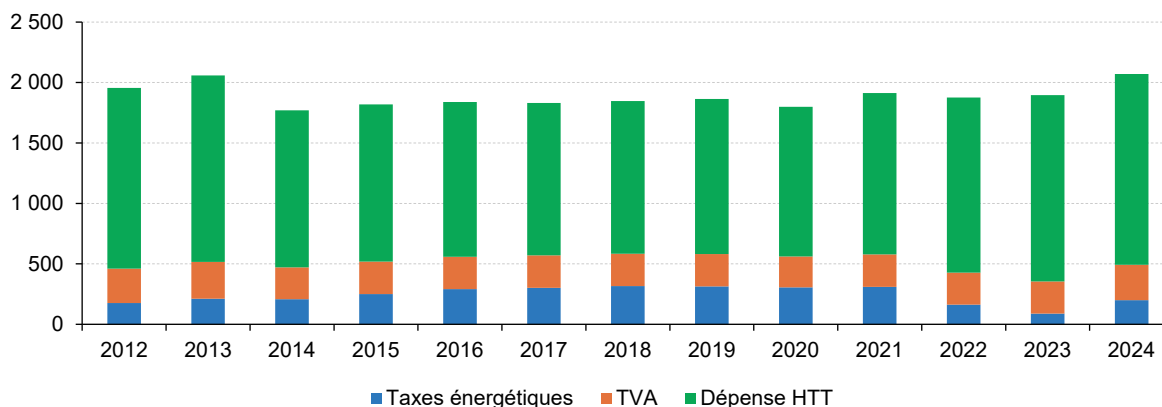
La hausse des dépenses liées au logement est directement imputable à l'augmentation des prix de l'énergie. Contrairement à 2023, ces dépenses ne bénéficient plus du bouclier tarifaire (plafonnement ou limitation des hausses des tarifs réglementés), dispositif qui a été progressivement supprimé à partir de février 2024. Par ailleurs, la fiscalité sur l'électricité est progressivement rétablie et s'y ajoute une hausse des taxes sur le gaz naturel (cf. sections 1.3 et 1.7). Le bouclier tarifaire, dont le montant moyen, toutes campagnes confondues, s'élève à 143 € en 2024<sup>1</sup>, permet de soutenir les ménages les plus modestes face aux hausses de prix. Cette aide n'est pas prise en compte dans les dépenses présentées dans cette publication.

En euros constants, les dépenses moyennes en électricité, qui représentent environ les deux tiers de la facture énergétique dans les logements, sont en hausse de 15,1 % par rapport à 2023. Les dépenses en gaz naturel augmentent de 5,6 %, alors que celles de chaleur sont quasi stables (+ 0,2 %). Après une forte croissance de sa dépense en 2023, le bois revient à son niveau de 2022 avec une baisse de 19,9 %. Les dépenses en produits pétroliers continuent de diminuer (- 4,3 %) du fait de la baisse des prix (voir partie 1).

Les accises sur l'énergie (ex-TICPE, TICGN, TICFE et TICC) ainsi que la contribution tarifaire d'acheminement pour l'électricité et le gaz (CTA) représentent 9,6 % de la dépense d'énergie du logement, une part qui double par rapport à 2023 à la suite du retour progressif de la fiscalité de l'électricité lié à la suppression du bouclier tarifaire et à l'augmentation de la fiscalité sur le gaz. Ainsi, en euros courants, le taux moyen de ces taxes passe de 6,4 €/MWh en 2023 à 13,8 €/MWh en 2024, toutes énergies confondues. Le montant total de ces taxes s'élève à 199 € par ménage en 2024 et augmente de 123,7 % en euros constants (figure 5.2.3).

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

En euros constants



Champ : France entière (y compris DROM).

Source : SDES, Bilan de l'énergie

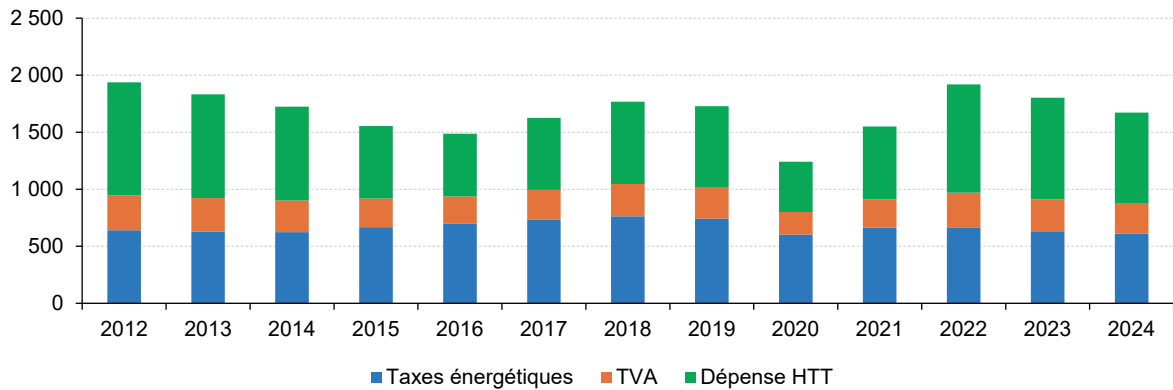
La dépense des ménages en carburants diminue de 7,2 % en euros constants en 2024, sous l'effet de la baisse des prix (voir 1.2), la consommation moyenne par ménage étant stable entre 2023 et 2024. Les taxes énergétiques (composées de l'accise sur les produits pétroliers (ex-TICPE) en métropole, de la taxe spéciale de consommation (TSC) et de l'octroi de mer dans les DROM) représentent 36,5 % de la dépense (figure 5.2.4). Le taux moyen de ces taxes est de 65 €/MWh, tous carburants confondus. En euros constants, le montant des taxes énergétiques collectées auprès des ménages pour les carburants diminue de 2,6 % par rapport à 2023.

<sup>1</sup> Ce montant inclut le chèque de la campagne 2024, qui s'élève à 142 euros, mais aussi tous les chèques énergie des années précédentes délivrés en 2024.

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

**Figure 5.2.4 : décomposition de la dépense moyenne de carburant par ménage**

En euros constants



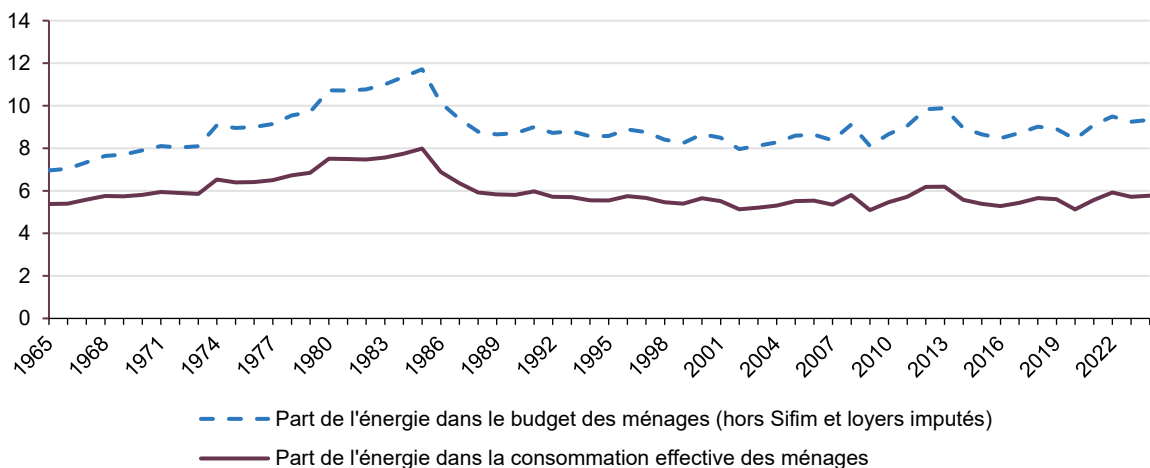
Champ : France entière (y compris DROM).

Source : SDES, Bilan de l'énergie

Au total, en 2024, l'énergie représente 9,3 % des dépenses des ménages et 5,8 % de leur consommation effective, incluant notamment les loyers imputés et services d'intermédiation financière indirectement mesurés (Sifim) - (figure 5.2.5). La part de l'énergie dans les dépenses des ménages augmente de 0,1 point par rapport à 2023, son augmentation étant essentiellement due à l'augmentation des prix de l'électricité et du gaz. En effet, la part des carburants diminue de 0,3 point alors que celle des énergies pour le logement augmente de 0,4 point. La part de l'énergie dans les dépenses des ménages demeure sensiblement éloignée de son pic atteint en 1985, à 11,7 %.

**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 dépense 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 ; SDES, Bilan de l'énergie

## 5.3 Résidentiel : augmentation de la dépense malgré le maintien de la consommation

En 2024, avec 426 TWh, la consommation énergétique réelle du secteur résidentiel stagne (- 0,1 % par rapport à 2023). Le climat ayant été plus doux que celui de 2023, la consommation finale d'énergie corrigée des variations climatiques augmente de 1,0 %. Cette augmentation rompt avec la baisse moyenne de 1,7 % par an observée entre 2019 et 2023. Elle concerne l'ensemble des énergies, malgré la hausse des prix de l'électricité et du gaz dans le résidentiel.

L'électricité demeure l'énergie principale employée par les ménages, avec 34 % de la consommation totale d'énergie dans les logements. À climat corrigé, la consommation d'électricité du résidentiel augmente légèrement en 2024 (+ 0,7 %), à 158 TWh (figure 5.3.1).

Deuxième énergie utilisée par les ménages et représentant plus d'un quart de la consommation énergétique dans le résidentiel, la consommation d'énergie renouvelable (EnR) augmente à climat corrigé de 1,6 % par rapport à 2023, portée par la chaleur issue des pompes à chaleur (PAC, + 4,5 %). En 2024, les énergies renouvelables consommées dans le résidentiel sont composées à 58 % de bois, 40 % de chaleur issue des PAC (voir 2.2.3) et 2 % d'énergie solaire thermique.

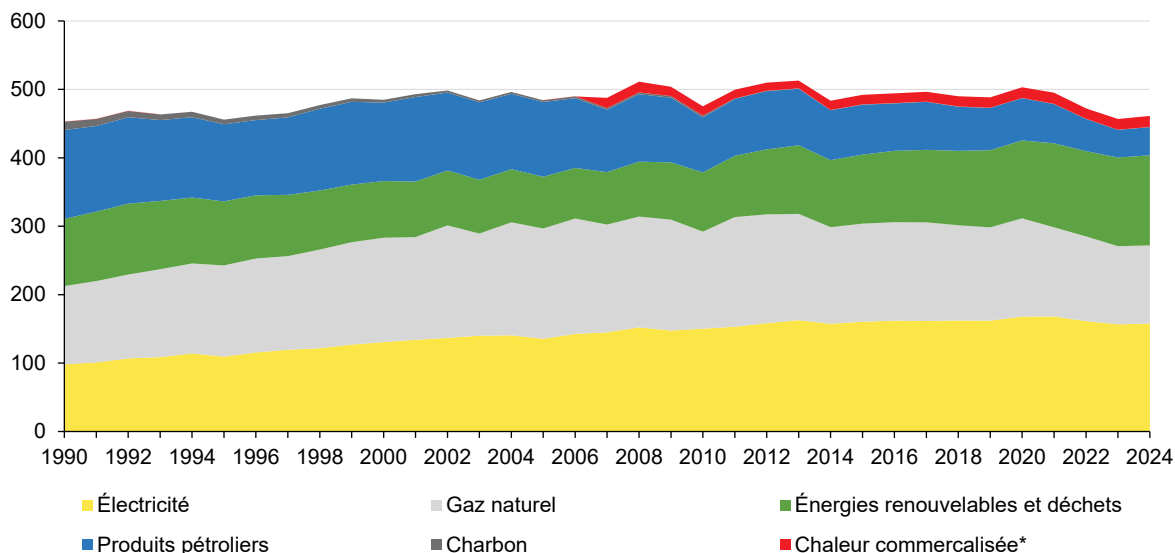
Troisième énergie utilisée par les ménages, le gaz représente 25 % de la consommation d'énergie du logement. Sa consommation corrigée des variations climatiques stagne (+ 0,2 %), malgré des prix en forte hausse.

La consommation de chaleur commercialisée (i.e. distribuée via des réseaux) corrigée des variations climatiques augmente de 2,7 %, pour s'établir à 16,2 TWh.

Enfin, la consommation de produits pétroliers rebondit légèrement (+ 1,7 %), après avoir connu une chute de 11,7 % en 2023, et représente dorénavant 8,9 % de la consommation totale.

**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 : SDES, Bilan de l'énergie, d'après les données du Ceren

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

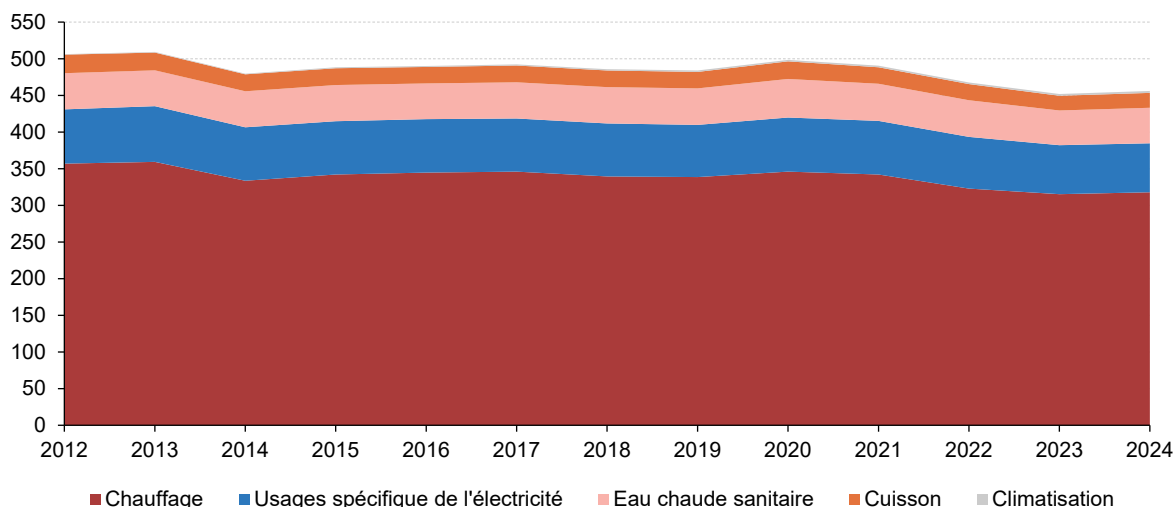
Dans le secteur résidentiel, la baisse de la consommation d'énergie corrigée du climat est de 9,5 % depuis 2012 soit - 48,5 TWh, avec une forte accélération entre 2019 et 2023 (- 6,2 %) à la suite notamment de la crise énergétique. Elle devra atteindre - 25 % en 2030 en France continentale par rapport à 2012 pour l'ensemble des secteurs afin de respecter l'objectif fixé par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Depuis 2012, le bouquet énergétique a été profondément modifié. Avec - 44,7 TWh, le gaz naturel est l'énergie qui contribue le plus à la baisse. Les produits pétroliers viennent en deuxième avec - 43,8 TWh, sous l'effet notamment de la forte diminution du parc de logements équipés de chaudières au fioul. En hausse de 36,5 TWh, les énergies renouvelables se sont en partie substituées aux énergies carbonées.

Avec 318 TWh à climat corrigé, le chauffage concentre plus des deux tiers de la consommation d'énergie du résidentiel en France métropolitaine (figure 5.3.2). Les EnR représentent 39 % de la consommation de chauffage, le gaz 30 % et l'électricité 16 %.

L'électricité spécifique (qui comprend la consommation d'électroménager, d'éclairage, d'appareils audiovisuels et informatique, etc.) représente 14,7 % de la consommation d'énergie du résidentiel. Le reste de la consommation est réparti entre l'eau chaude sanitaire (10,6 %) et la cuisson (4,5 %), tandis que la climatisation ne représente encore qu'une faible part de la consommation d'énergie (0,6 %). Sur un an, les consommations à usage de climatisation augmentent à climat corrigé (+ 8,6 %). Celles d'eau chaude sanitaire et de cuisson augmentent également, mais dans une moindre mesure (respectivement + 2,2 % et + 1,1 %), alors que la consommation des autres usages stagne.

**Figure 5.3.2 : consommation finale énergétique dans le secteur résidentiel par usage**

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



Note : la consommation en climatisation, qui représente 2,6 TWh en 2024, n'est pas visible sur ce graphique mais est bien incluse dans le total.  
Champ : France métropolitaine.

Sources : Ceren ; SDES, Bilan de l'énergie

Les dépenses énergétiques totales du secteur résidentiel s'élèvent à 65,4 milliards d'euros en 2024 (figure 5.3.3). Elles augmentent fortement en euros constants par rapport à 2023 (+ 10,2 %), portées par la hausse des prix de l'électricité et du gaz, en raison notamment de la fin progressive du bouclier tarifaire sur l'électricité et de la hausse des taxes sur le gaz (voir 1.1, 1.3 et 1.7).

La dépense en électricité (42,2 milliards d'euros) représente en 2024 la plus grande part de la dépense en énergie du résidentiel (64,6 %). Elle augmente de 16,1 % en euros constants par rapport à 2023. Les factures de gaz naturel s'établissent à 14,0 milliards d'euros et sont en hausse de 6,5 % en euros constants. L'augmentation des dépenses pour ces deux énergies s'explique par la forte augmentation des prix. Pour les produits pétroliers, la baisse des prix et le maintien de la consommation entraînent une baisse de la dépense (- 3,5 %) qui s'établit à 5,4 milliards d'euros. Quant aux dépenses d'énergies renouvelables (2,1 milliards d'euros), elles diminuent de 19,2 %, alors que celles de chaleur (1,8 milliard d'euros) augmentent de 0,6 %.

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

**Figure 5.3.3 : consommation finale énergétique dans le secteur résidentiel (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Produits pétroliers	60,4	7 393	44,8	7 599	38,4	5 554	38,8	5 358
Gaz naturel	130,5	12 870	11,4	12 496	101,9	13 125	100,2	13 978
Charbon	0,3	9	0,3	17	0,2	10	0,2	8
Énergies renouvelables et déchets*	108,6	1 824	115,4	2 062	120,4	2 581	120,8	2 086
Électricité	159,7	32 698	155,2	34 377	150,7	36 387	150,9	42 246
Chaleur commercialisée	14,6	1 507	14,0	1 683	14,5	1 746	14,7	1 755
<b>Total</b>	<b>474,2</b>	<b>56 300</b>	<b>441,0</b>	<b>58 234</b>	<b>426,1</b>	<b>59 402</b>	<b>425,7</b>	<b>65 432</b>

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

Note : les dépenses des ménages ne prennent pas en compte le versement des chèques énergie.

Champ : France entière (y compris DROM)

Source : SDES, Bilan de l'énergie

## 5.4 Tertiaire : baisse des dépenses d'énergie malgré un rebond de la consommation

En 2024, la consommation énergétique réelle du secteur tertiaire s'établit à 225 TWh, en hausse de 1,1 % par rapport à 2023, après avoir atteint son niveau le plus bas depuis plus de 20 ans en 2023. Le climat ayant été plus doux qu'en 2023, la consommation du tertiaire corrigée des variations climatiques augmente de 2,0 % - (figure 5.4.1). La baisse des prix de l'électricité et du gaz, après les niveaux records de 2023, ont vraisemblablement contribué à la hausse de la consommation. Avec l'industrie, le tertiaire est le secteur qui a connu les plus fortes baisses de prix en 2024 (voir partie 1). Malgré le rebond de la consommation, les dépenses d'énergie ont ainsi baissé (- 6,5 Md€), portées par celles en électricité (- 5,8 Md€) et en gaz (- 0,5 Md€).

**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 : SDES, Bilan de l'énergie

La consommation d'électricité corrigée des variations climatiques, qui représente plus de la moitié du bouquet énergétique du tertiaire, augmente de 1,3 % en 2024, alors qu'elle baissaient de 1,1 % en moyenne chaque année entre 2012 et 2023. La consommation de gaz naturel (un quart du bouquet énergétique) augmente également légèrement (+ 0,8 %), alors qu'elle connaissait aussi une baisse globale ces dernières années (- 0,6 % en moyenne annuelle entre 2012 et 2023). La consommation de produits pétroliers augmente également de 2 % en 2024, après une baisse de - 4,0 % entre 2012 et 2023. Ainsi, elle ne représente plus que 7,6 % de la consommation en 2024, contre 10,9 % en 2012. La consommation d'énergies renouvelables (EnR) représente en 2024 6 % de la consommation finale d'énergie dans le tertiaire. La consommation des EnR dans le tertiaire couvre notamment la consommation renouvelable des pompes à chaleur et de la biomasse. Enfin, la consommation de chaleur commercialisée via des réseaux (5 % de la consommation du tertiaire) rebondit de 8,4 %, après avoir connu une baisse de 4,8 % en 2023, et se place à son plus haut niveau historique.

Entre 2000 et 2010, la consommation d'énergie du tertiaire, corrigée des variations climatiques, progresse au même rythme que la valeur ajoutée du tertiaire marchand (+ 1,8 % en moyenne par an, à un rythme supérieur à celle du reste de l'économie), tirée par la croissance de la consommation d'électricité (+ 2,8 % par an). Elle se stabilise ensuite jusqu'en 2019 (- 0,03 % par an en moyenne entre 2011 et 2019), alors que la valeur ajoutée

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

continue de croître au même rythme (+ 1,8 % par an). Le découplage entre la croissance du secteur et la consommation d'énergie s'explique notamment par l'amélioration des performances énergétiques des bâtiments. Entre 2019 et 2023, pendant les crises sanitaire et énergétique, la consommation baisse de 2 % par an, avant de rebondir en 2024 (+ 2,0 %), avec la reprise d'activité et la baisse des prix de l'électricité et du gaz. Malgré ce rebond, la consommation d'énergie reste inférieure de 6 % aux niveaux enregistrés en 2019.

Ainsi, depuis 2012, année de référence des objectifs nationaux, la consommation d'énergie finale dans le tertiaire a baissé de 16,2 TWh (- 6,4 %) en données corrigées du climat. L'intégralité de la baisse a été réalisée entre 2019 et 2023. Au-delà des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie, le décret tertiaire ([article 175 de la loi Élan de 2018](#)) impose une réduction progressive de la consommation d'énergie dans les bâtiments à usage tertiaire. Celle-ci doit ainsi se réduire de 40 % en 2030 par rapport à 2010.

En 2024, le secteur tertiaire a dépensé 33,1 milliards d'euros pour sa consommation finale d'énergie, soit une baisse de 16,3 % en euros constants par rapport à 2023 (figure 5.4.2), malgré la hausse de la consommation de toutes les énergies. La diminution de la facture s'explique par la baisse des prix de l'électricité et du gaz à la suite de l'amorce de sortie de la crise énergétique.

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

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	EnTWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Produits pétroliers	18,4	1 749	18,5	2 297	17,3	1 797	17,6	1 738
Gaz naturel	72,3	3 958	61,7	5 201	57,1	6 050	56,8	5 550
Charbon	0,4	10	0,4	16	0,3	13	0,3	10
Énergies renouvelables et déchets	9,1	119	11,2	133	11,7	159	12,9	93
Électricité	137,8	18 088	133,6	20 548	124,9	30 546	126,6	24 724
Chaleur commercialisée	9,3	856	9,5	1 095	9,1	1 044	9,8	1 022
<b>Total</b>	<b>247,2</b>	<b>24 780</b>	<b>234,9</b>	<b>29 290</b>	<b>220,4</b>	<b>39 609</b>	<b>224,6</b>	<b>33 138</b>

Note : le bilan monétaire ne prend pas en compte les aides attribuées via le guichet d'aide.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

Plus précisément, la dépense en électricité régresse de 19,1 % et celle en gaz naturel de 8,3 %. La dépense d'EnR, qui n'inclut que la dépense en biomasse et en biocarburants, diminue, quant à elle, de 42 %. La dépense de produits pétroliers diminue de 3,3 %.

En 2024, l'électricité concentre près des trois quarts de la dépense, contre un peu plus de la moitié de la consommation finale, du fait d'un prix élevé au MWh par rapport aux autres énergies. À l'inverse, le poids du gaz naturel est plus faible dans la dépense totale que dans la consommation (respectivement 16,7 % et 25,3 %). Troisième énergie du secteur, les produits pétroliers représentent 5,2 % de la dépense et 7,8 % de la consommation, devant la chaleur commercialisée via des réseaux (3,1 % de la dépense totale et 4,4 % de la consommation).

## 5.5 Transports : la consommation se stabilise

En 2024, l'usage des transports représente 34 % de la consommation énergétique finale, soit 515 TWh, dont 291 TWh sont consommés par les ménages dans les transports routiers. Par convention statistique internationale, cette consommation exclut les soutes internationales aériennes (68 TWh) et maritimes (12 TWh).

Entre 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (voir 4.1), et 2024, la consommation finale énergétique des transports a diminué de 4,1 %, l'objectif tous secteurs confondus étant de - 25 % en 2030.

### 5.5.1 CONSOMMATION PAR USAGE ET PAR MODE

La consommation énergétique finale des transports se stabilise en 2024 (+ 0,2 %), alors que l'activité du secteur est en légère progression : + 0,9 % de voyageurs-kilomètres pour le transport intérieur de voyageur et + 3,7 % de tonnes-kilomètres pour le transport national de marchandises (hors oléoduc) par rapport à 2023 (*Bilan annuel des transports en 2024*, SDES). La consommation d'énergie des transports avait diminué en 2023 (- 2,3 %) dans un contexte de stagnation de l'activité, après deux années marquées par une forte reprise post-Covid (+ 13,6 % en 2021 et + 3,2 % en 2022), portée par le transport intérieur de voyageurs.

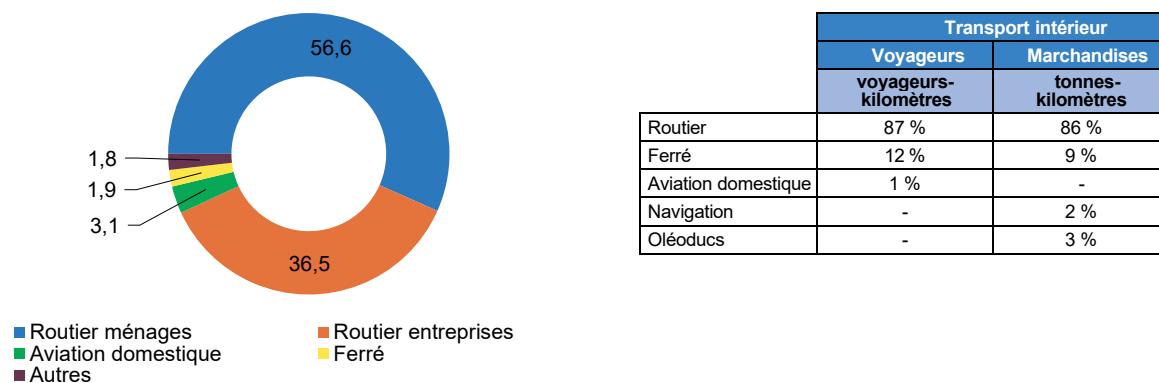
Les consommations du secteur (*figure 5.5.1.1*) sont dominées par le mode routier (93,1 %, soit 479 TWh), en relation avec ses parts modales dans le transport de passagers (87 % du trafic en métropole en voyageurs-kilomètres) comme de marchandises (86 % en métropole en tonnes-kilomètres). Le transport routier des ménages représente à lui seul plus de la moitié (56,6 %) de la consommation finale énergétique des transports en France.

La part des transports ferrés dans la consommation finale (1,9 %, à 9,8 TWh en 2024) est bien inférieure à ses parts modales (12 % pour les passagers et 9 % pour le fret).

Les vols domestiques (y compris les liaisons entre métropole et outre-mer) représentent 3,1 % de la consommation énergétique finale des transports. Les vols internationaux (non comptabilisés dans le total), particulièrement touchés par la crise sanitaire, continuent leur reprise, pour atteindre 67,5 TWh en 2024 (+ 7,7 % sur un an).

La consommation du transport maritime et fluvial national (y compris plaisance) représente 1,8 % de la consommation énergétique finale des transports.

**Figure 5.5.1.1 : part de chaque mode dans la consommation finale énergétique des transports et dans le transport de voyageurs et de marchandises en 2024**



Lecture : le graphique donne la part de chaque mode dans la consommation finale énergétique des transports. La consommation des ménages pour le transport routier représente par exemple 56,6 % du total. Le tableau permet de voir la part de chaque mode dans le transport intérieur de voyageurs et le transport de marchandises en France métropolitaine. Le transport routier représente ainsi 87 % du transport de voyageurs et 86 % du transport de marchandises.

Champ : France entière hors soutes internationales pour le graphique ; France métropolitaine hors soutes internationales pour le tableau.

Sources : SDES, Bilan de l'énergie ; SDES, Bilan des transports, 2024

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

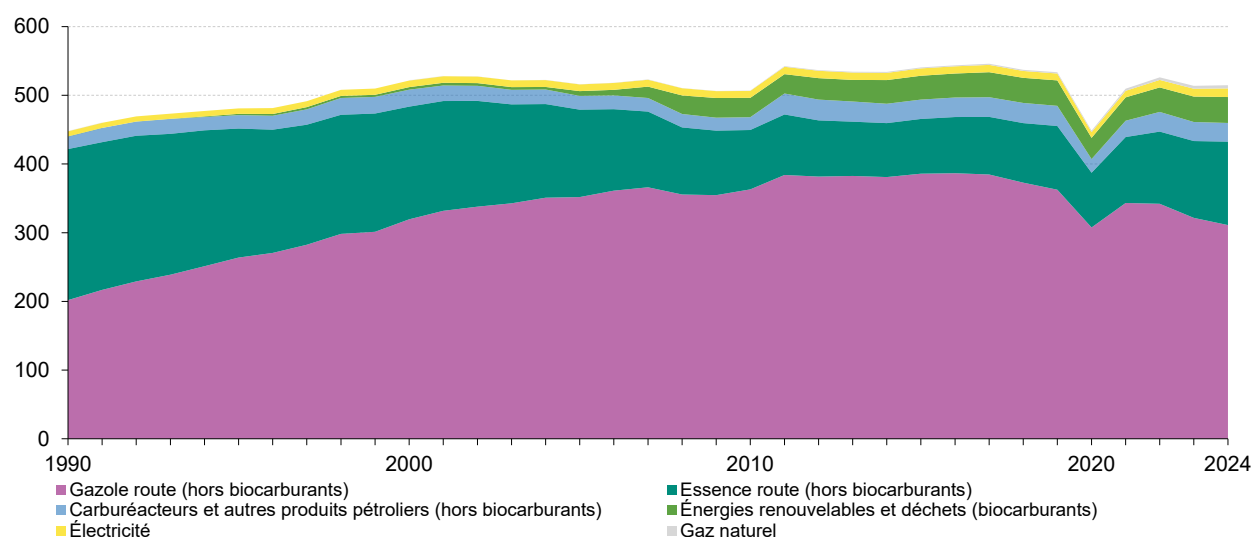
### 5.5.2 CONSOMMATION PAR ÉNERGIE

Le bouquet énergétique, hors soutes internationales, est largement dominé par les produits pétroliers (89,3 %), principalement à destination des transports routiers (*figure 5.5.2.1*). Il est complété par les biocarburants (7,3 %), l'électricité (2,5 %) et le gaz naturel, qui reste marginal (0,9 %).

Les consommations de carburants routiers (biocarburants inclus) stagnent en 2024 (-0,1 %) après avoir diminué de 2,5 % en 2023. Auparavant, elles avaient été quasi stables entre 2011 et 2019 (-1,8 % sur l'ensemble de la période), avec une progression des parts de l'essence (+1,1 point) et des biocarburants (+1,8 point) au détriment du diesel (-2,8 points).

**Figure 5.5.2.1 : 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 : SDES, Bilan de l'énergie

Les ventes d'essence (en excluant les biocarburants incorporés) retrouvent leurs niveaux d'avant-crise dès 2021 et continuent leur croissance (+8,2 % en moyenne annuelle de 2021 à 2024). Cette croissance s'explique essentiellement par celle de la circulation de voitures particulières à motorisation essence, dont le parc croît au détriment de celui des motorisations diesel. La circulation en France métropolitaine de voitures particulières, utilitaires légers et motocycles (pavillons français et étranger) à essence augmente de 5,7 % en 2024 (en véhicules-kilomètres, hybrides incluses).

Les ventes de gazole routier (hors biocarburants incorporés) continuent de diminuer (-3,3 % en 2024, -6,0 % en 2023). Elles représentent 60,5 % de la consommation finale pour le transport, à 311 TWh. La circulation de véhicules diesel continue également à décroître (-5,3 % en 2023, -3,8 % en 2024). La décomposition par type de véhicules montre une évolution contrastée : -4,2 % pour les voitures et utilitaires légers, -0,2 % pour les véhicules lourds (poids lourds, bus et cars).

La consommation de biocarburants routiers continue sa reprise entamée après la crise sanitaire, mais à un rythme ralenti (+1,4 % en 2024). En 2024, au niveau métropolitain, les taux d'incorporation de biocarburants en contenu énergétique atteignent 8,1 % pour le gazole (8,0 % en 2023) et 8,3 % pour l'essence (8,4 % en 2023). Un objectif de taux d'incorporation est fixé pour l'essence et le gazole dans le cadre de la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport (Tiruert). En 2024, cet objectif passe de 9,5 à 9,9 % pour l'essence et de 8,6 à 9,2 % pour le gazole. Depuis 2022, un taux est également fixé pour le biokérosène (1 %).

En incluant les soutes internationales, la consommation de carburéacteurs augmente de 4,9 % en 2024, après une hausse de 6,5 % en 2023. Malgré cette progression qui suit un rebond très important en 2021 et 2022 (respectivement +12,6 % et +58,6 %), elle reste sensiblement en dessous de son niveau de 2019 (91,8 % du

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

volume). La consommation d'énergie du trafic intérieur diminue de 5,1 %, alors que celle due au trafic international poursuit sa croissance (+ 7,7 %).

Les livraisons à destination des soutes maritimes internationales, principalement sous forme de fioul lourd, augmentent de 13,9 % après une baisse de 1,3 % en 2023, atteignant un niveau inférieur de 17,7 % à celui de 2019. Cette hausse est notamment alimentée par le développement de l'usage de gaz naturel liquéfié (GNL) comme carburant maritime (2,6 TWh sur un total de 15 TWh en 2024).

La consommation d'électricité, majoritairement liée au mode ferré, s'élève à 13 TWh en 2024, en hausse de 11,6 % par rapport à 2023, soit + 1,3 TWh. Cette croissance est en partie portée par celle de la consommation du ferré (+ 0,4 TWh), mais surtout par celle des véhicules routiers à motorisation alternative (électriques et hybrides rechargeables, + 1 TWh). La consommation d'électricité pour le routier poursuit sa forte croissance (en moyenne + 66 % par an entre 2020 et 2024), pour atteindre 3,2 TWh. Avec 25,2 % des immatriculations en 2024, les voitures particulières électriques et hybrides rechargeables continuent leur croissance, passant de 3,1 % du parc en 2023 à 4,2 % en 2024 (*Bilan annuel des transports en 2024*, SDES).

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 progression (+ 9,1 % en 2024), notamment grâce au développement du parc de poids lourds alimentés au gaz. À un niveau de 4,5 TWh, elle représente 0,9 % de la consommation finale énergétique des transports.

### 5.5.3 CONSOMMATION, DÉPENSES ET TAXES

La dépense énergétique du secteur des transports s'élève en 2024 à 82 Md€ (*figure 5.5.3.1*). Elle est dominée par les produits pétroliers (92 %), en particulier à destination du transport routier. Elle décroît de 4,4 % malgré la stabilisation de la consommation (+ 0,2 %), en raison d'une poursuite de la baisse des prix après la flambée de 2022 (*voir 1.2*). Les taxes énergétiques représentent 35 % de la dépense d'énergie des transports en 2024.

**Figure 5.5.3.1 : consommation finale énergétique des transports (hors soutes internationales) par énergie et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Produits pétroliers	484,6	74 884	475,8	84 700	461,1	78 546	459,7	75 506
Gaz naturel	1,9	84	3,7	321	4,1	378	4,5	394
Biocarburants	37,2	3 411	35,7	6 660	37,2	5 416	37,7	4 486
Électricité	10,1	605	11,0	1 273	11,4	1 674	12,8	1 800
<b>Total</b>	<b>533,7</b>	<b>78 983</b>	<b>526,1</b>	<b>92 954</b>	<b>513,8</b>	<b>86 013</b>	<b>514,7</b>	<b>82 187</b>

Source : SDES, *Bilan de l'énergie*

## 5.6 Industrie : baisse de la dépense et léger recul de la consommation

### 5.6.1 CONSOMMATION FINALE PAR ÉNERGIE ET DÉPENSE ASSOCIÉE

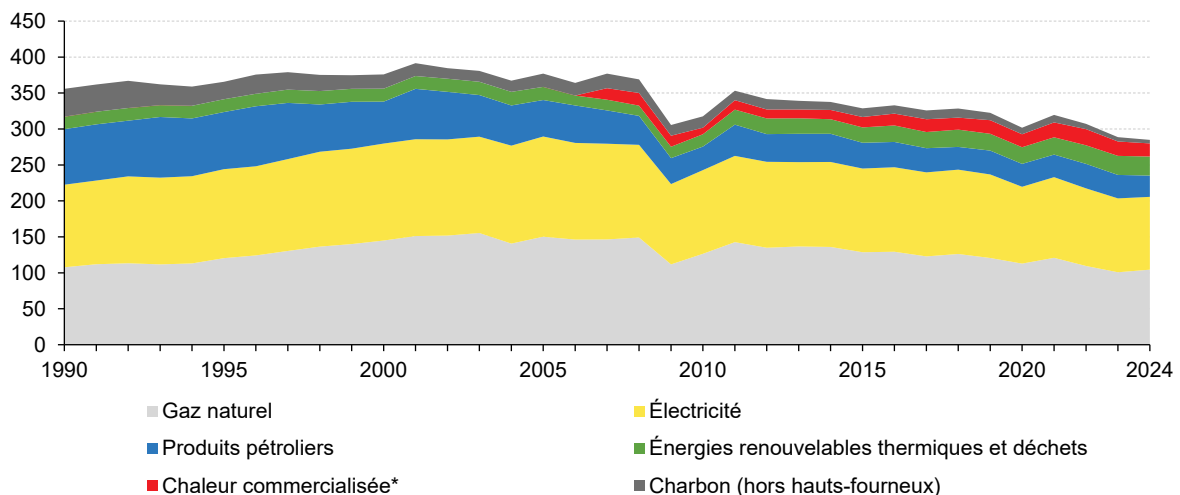
La consommation à usage non énergétique de l'industrie (voir note méthodologique) s'établit à 123,6 TWh en 2024. La grande majorité de ces consommations à usage non énergétique est constituée par les produits pétroliers (110,0 TWh), en particulier dans l'industrie pétrochimique (79,6 TWh). Le gaz naturel est également utilisé pour des usages non énergétiques (10,6 TWh, principalement pour la synthèse d'engrais et pour la production d'hydrogène).

La consommation finale à usage énergétique réelle de l'industrie s'établit, quant à elle, à 284,8 TWh en 2024. Après une période de légère baisse entre 2015 et 2019 (- 0,5 % par an en moyenne), la diminution de la consommation s'est accélérée pendant les crises sanitaires et géopolitiques récentes (- 2,7 % par an en moyenne entre 2019 et 2023). En 2024, la consommation recule de manière plus modérée par rapport à l'année précédente, de 1,6 % en données réelles (- 1,3 % à climat corrigé en raison de températures légèrement plus douces en 2024). Dans le même temps, la production dans l'industrie manufacturière diminue également sur l'année 2024 (- 2,3 %). La baisse de consommation en 2024 concerne l'ensemble des énergies, à l'exception du gaz naturel, dont la consommation industrielle progresse de 3,6 % en données corrigées du climat.

En 2024, le bouquet énergétique final de l'industrie est toujours dominé par le gaz et l'électricité (respectivement 37 % et 36 % du total) - (figure 5.6.1.1). Viennent ensuite les produits pétroliers (10 %), les énergies renouvelables (9 %), la chaleur commercialisée (6 %) et le charbon (2 %, hors hauts-fourneaux) - (voir 3.3).

**Figure 5.6.1.1 : consommation finale énergétique de l'industrie**

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 : SDES, Bilan de l'énergie

La dépense énergétique totale de l'industrie (hors charbon dans les hauts-fourneaux) s'élève en 2024 à 21,9 milliards d'euros, en nette baisse en euros constants sur un an (- 23,9 %), alors que la consommation ne se replie que de 1,6 % (figure 5.6.1.2). La chute des dépenses est essentiellement imputable à la baisse marquée des prix après les hausses exceptionnelles de 2022 et 2023 liées à l'impact du contexte géopolitique sur les prix de l'énergie. Malgré cette baisse, le niveau de dépenses énergétiques dans l'industrie en 2024 reste très supérieur à celui de 2019 (+ 29,0 %).

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

Entre 2023 et 2024, la baisse de la dépense en énergie est surtout imputable à celle de l'électricité (- 28,1 % en euros constants sur l'année), qui représente 55,4 % de la dépense énergétique de l'industrie. Malgré une légère hausse de consommation (+ 3,2 %), la dépense associée au gaz naturel recule également (- 20,1 %) et représente 26,5 % du montant toutes énergies confondues. Les produits pétroliers (11,6 % du total) connaissent la baisse de dépenses la moins forte (- 11,5 %), tandis que les autres énergies, qui représentent 6,4 % de l'enveloppe globale, voient également une diminution importante de leur dépense en 2024.

**Figure 5.6.1.2 : consommation finale énergétique de l'industrie par énergie (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Produits pétroliers	33,2	2 375	34,2	3 454	32,6	2 860	29,6	2 532
Gaz naturel	118,9	4 183	105,7	8 883	97,1	7 267	100,2	5 806
Charbon et dérivés hors hauts-fourneaux	10,3	254	7,4	320	6,2	246	4,9	170
Énergies renouvelables thermiques et déchets*	23,5	210	25,7	346	26,6	375	26,5	359
Électricité	115,7	9 375	106,9	12 825	101,8	16 870	100,0	12 130
Chaleur commercialisée	18,9	570	22,6	1 712	19,9	1 145	18,2	882
<b>Total (hors charbon hauts-fourneaux)</b>	<b>320,4</b>	<b>16 967</b>	<b>302,4</b>	<b>27 541</b>	<b>284,0</b>	<b>28 763</b>	<b>279,4</b>	<b>21 879</b>

\* 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, la consommation de charbon et ses dérivés dans les hauts-fourneaux est exclue de la consommation finale. Le bilan monétaire de l'industrie dans cette fiche est réalisé en cohérence avec le bilan physique excluant le charbon des hauts-fourneaux.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

### 5.6.2 CONSOMMATION FINALE ÉNERGÉTIQUE PAR SECTEUR

Si la consommation à usage énergétique dans l'industrie baisse globalement, les dynamiques sectorielles sont très contrastées.

Le secteur de la chimie et pétrochimie, qui représente à lui seul 23,2 % de l'énergie consommée dans l'industrie (figure 5.6.2.1), voit sa consommation énergétique augmenter de 3,8 %. Le gaz naturel représente près de la moitié (44 %) de sa consommation énergétique et augmente nettement (+ 10,0 % en 2024).

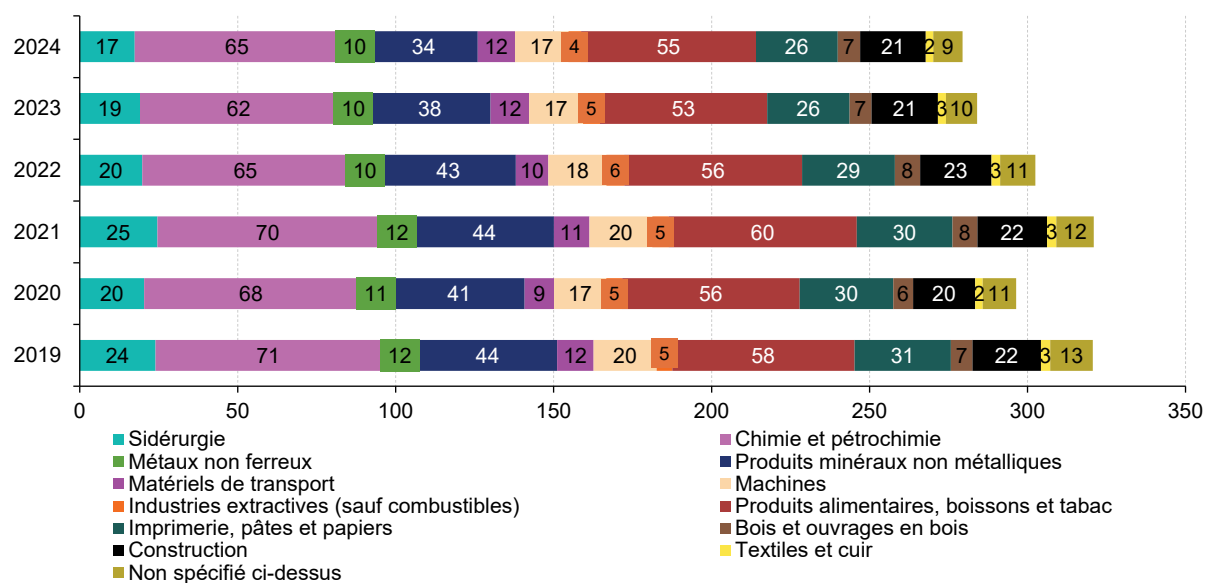
L'industrie agroalimentaire pèse pour 19,8 % des consommations énergétiques dans l'industrie. Depuis 2012, elle est sur une dynamique globale de baisse de consommation plus mesurée que les autres secteurs industriels en moyenne (- 1,0 % en moyenne par an, contre - 1,7 % pour l'ensemble des secteurs cumulés). Les récentes flambées des prix impactent en effet moins la consommation de ce secteur que d'autres, puisqu'il s'agit d'un poste de consommation nécessaire pour les ménages. Elle enregistre une hausse de sa consommation d'énergie sur l'année 2024 (+ 2,4 TWh, soit + 4,6 % par rapport à 2023). Plus de 80 % de sa consommation énergétique provient du gaz naturel et de l'électricité, qui progressent respectivement de 4,8 % et 1,5 % en 2024.

En baisse de 10,8 % en 2024, la consommation d'énergie du secteur des produits minéraux non métalliques représente 12,2 % de la consommation de l'industrie. Il regroupe les industries ayant vocation à transformer des minéraux présents à l'état naturel pour la production de ciment, de céramiques, de verre et de chaux. Les processus consomment essentiellement du gaz naturel (44 % de la consommation du secteur).

Les autres secteurs représentent chacun moins de 10 % de la consommation énergétique totale de l'industrie. La consommation des imprimeries et papeteries correspond à 9,3 % du total. Elle est composée d'un tiers d'énergies renouvelables. La construction, qui correspond à 7,4 % de la consommation, est fortement dépendante des produits pétroliers (deux tiers de la consommation sectorielle). La sidérurgie (hors charbon des hauts-fourneaux) représente, quant à elle, 6,2 % du total, affichant une baisse importante de consommation en 2024 (- 8,8 %). Enfin, le secteur des machines représente 6,0 % des consommations énergétiques dans l'industrie, malgré une baisse moyenne annuelle de 3,0 % depuis 2012. À l'inverse, les matériels de transports sont en légère hausse depuis 2012 (+ 0,3 % en moyenne par an) et représentent 4,2 % du total en 2024. Le secteur des métaux non ferreux, incluant entre autres les entreprises électro-intensives de la production d'aluminium, représente quant à lui 3,7 % de la consommation de l'industrie et 7 % de la consommation d'électricité.

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

**Figure 5.6.2.1 : évolution de la consommation finale énergétique (données non corrigées des variations climatiques) par secteur de l'industrie**  
En TWh



Note : les secteurs présentés sont des agrégats de la classification NAF. Toutefois, le charbon et ses produits dérivés des hauts-fourneaux ont été exclus de la sidérurgie, conformément aux conventions internationales sur les statistiques de l'énergie.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

### 5.6.3 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE PAR ÉNERGIE

En données réelles, la consommation finale de gaz naturel à usage énergétique augmente en 2024 et s'établit à 100,2 TWh (soit + 3,2 %), après deux années successives de baisse en 2022 et 2023 (figure 5.6.3.1). Depuis 2012, elle se réduit en moyenne de 2,5 % par an. En 2024, les secteurs de la chimie et de l'alimentaire, qui représentent en cumulé plus de la moitié de la consommation de gaz de l'industrie, sont en hausse (respectivement + 10,0 % et + 4,8 % par rapport à l'année précédente).

La consommation finale d'électricité diminue de 1,7 % au cours de l'année, pour s'établir à 100,0 TWh. Après une période de stabilité entre 2011 et 2019, la consommation s'inscrit dans une dynamique de baisse au cours des dernières années (- 13,5 % par rapport à 2019). Cependant, les pôles industriels les plus consommateurs d'électricité sont en hausse en 2024. Ainsi, les secteurs de la chimie et pétrochimie (19 % du total), les produits alimentaires (22 %) et les machines industrielles (11 %) consomment davantage d'électricité qu'en 2023 (respectivement + 11,1 %, + 1,5 % et + 1,6 %).

En 2024, la consommation finale de produits pétroliers dans l'industrie connaît une diminution de 9,0 % en données réelles. Depuis 2012, elle baisse de 2,2 % en moyenne annuelle. Elle provient pour 49 % du secteur de la construction, dont la consommation progresse légèrement en 2024 (+ 1,1 %). La diminution des produits pétroliers mesurée en 2024 est principalement imputable aux produits minéraux non métalliques (- 24,8 %), qui représentent 18 % du total, et aux industries extractives (- 36,1 %), représentant 6 % de la consommation de produits pétroliers en 2024).

Bien qu'en hausse moyenne de 3,2 % par an depuis 2012, la chaleur commercialisée est en baisse pour la deuxième année consécutive (- 8,7 % par rapport à 2023 et - 19,6 % par rapport à 2022). La consommation de chaleur vendue dans l'industrie se répartit presque intégralement entre les secteurs de la chimie et pétrochimie (61 % de la consommation totale), la papeterie et imprimerie (19 %) et les produits alimentaires (14 %). Tandis que la chimie et la papeterie voient leur consommation diminuer en 2024 (- 10,9 % et - 10,2 %), celle du secteur alimentaire augmente de 6,2 %.

Quasiment stable en 2024 (- 0,1 %), la consommation finale d'énergies renouvelables et de déchets est dans une dynamique de hausse depuis 2012 (+ 1,6 % par an en moyenne). La majorité de ses consommations

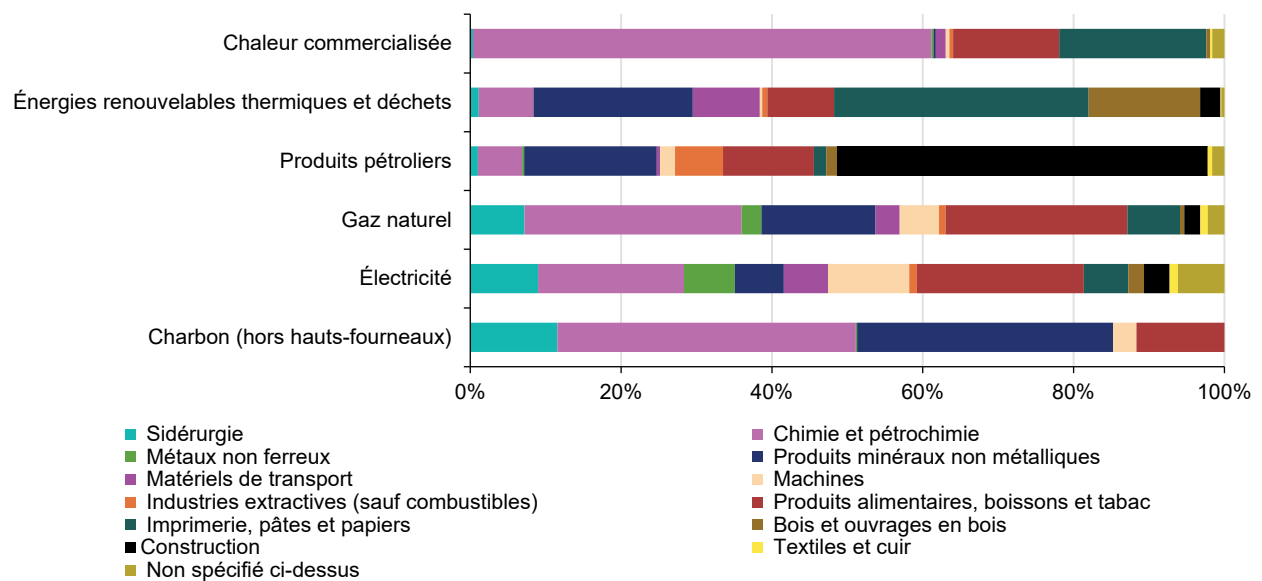
## partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage

industrielles se répartit entre les industries du papier et de l'imprimerie (34 %), les produits minéraux non métalliques (21 %) et le secteur du bois (15 %), qui progresse de 7,9 % en 2024.

En 2024, la consommation finale de charbon (hors hauts-fourneaux) diminue de 20,3 %. Malgré un rebond en 2021, la consommation nette de charbon dans l'industrie est inférieure de 52,5 % à son niveau de 2019 et se situe dans une dynamique globale de baisse depuis 2012 (- 65,7 %). 85 % de la consommation industrielle de charbon se répartit entre les secteurs de la chimie, de la sidérurgie et des produits minéraux non métalliques.

**Figure 5.6.3.1 : décomposition sectorielle de la consommation finale énergétique de l'industrie en 2024**

En %



Note : la part de chacune des énergies est calculée à partir des données non corrigées des variations climatiques.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

### Champ couvert et précisions

Le secteur de l'industrie inclut ici l'industrie manufacturière, y compris agroalimentaire, et la construction. La consommation de charbon des hauts-fourneaux, considérée 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). 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.

## 5.7 Agriculture-pêche : une dépense en recul liée à la baisse des prix

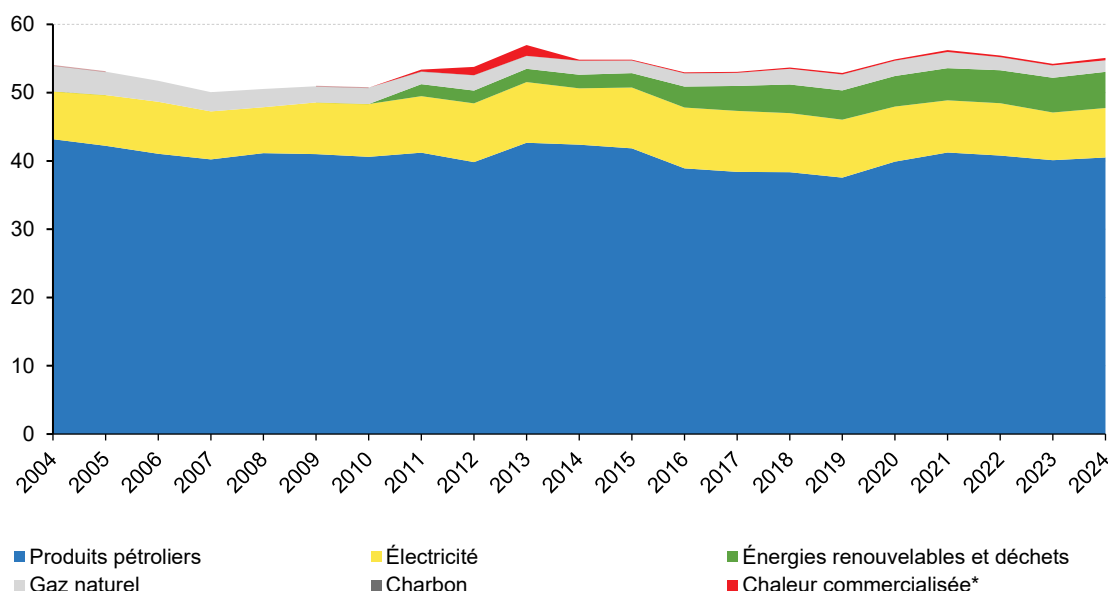
Avec 55,1 TWh, la consommation finale d'énergie de l'agriculture et de la pêche augmente légèrement, de 1,6 % en 2024, après une baisse de 2,2 % en 2023 (figure 5.7.1). Peu sensible aux fluctuations de la production agricole, elle ne varie guère depuis une dizaine d'années. Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (voir 4.1), la consommation de l'agriculture et de la pêche est en légère croissance (+ 2,5 % sur la période, soit + 0,2 % en moyenne annuelle).

Dans l'agriculture, les produits pétroliers, comprenant essentiellement du gazole non routier (GNR), constituent 73,5 % du bouquet énergétique en 2024, avec une consommation en hausse de 1,0 %. Le GNR est destiné aux tracteurs et engins mobiles non routiers. La consommation d'électricité, qui représente la deuxième source d'énergie du secteur (13,1 %), augmente de 3,5 %. Viennent ensuite les énergies renouvelables et déchets, qui représentent 9,6 % du bouquet énergétique, et dont la consommation progresse de 4,3 % sur un an. Depuis 2012, elle augmente en moyenne de 9,1 % par an. Le gaz naturel enregistre, quant à lui, une baisse de 5,5 % et correspond en 2024 à 3,1 % de la consommation dans l'agriculture. Quant à la chaleur commercialisée, qui ne représente que 0,6 % de la consommation, elle est en hausse de 37,0 %. Dans le secteur de l'agriculture, l'électricité, le gaz de pétrole liquéfié et le gaz naturel sont utilisés principalement pour les bâtiments d'élevage, les serres et l'irrigation.

La pêche représente 7,5 % 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, augmente de 6,7 % en 2024, après une baisse en 2023.

**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 : SDES, Bilan de l'énergie

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

En 2024, la dépense totale en énergie du secteur de l'agriculture et de la pêche s'élève à 5,5 milliards d'euros (figure 5.7.2). En euros constants, elle est en nette diminution (- 9,7 % sur un an), après avoir atteint un pic au-delà des 6 milliards d'euros en 2022 et 2023. Cette baisse s'explique principalement par la baisse des prix de l'énergie en 2024. Malgré ce repli, la dépense, en euros constants, reste en 2024 supérieure de 22,4 % au niveau de 2019.

Malgré une légère hausse de consommation, la dépense associée aux produits pétroliers est plus faible qu'en 2023 (- 9,0 %). Elle représente, en 2024, 63,1 % des dépenses dans le secteur agriculture-pêche. Le deuxième poste majeur de dépense énergétique est l'électricité, qui correspond à 29,2 % du montant total, contre 13,1 % de la consommation. Sa dépense est également en baisse par rapport à l'année précédente (- 10,4 %). Les énergies renouvelables (4,4 % de la dépense énergétique) et le gaz naturel (2,5 %) connaissent aussi une diminution de leur montant en 2024. Seule la chaleur commercialisée voit sa dépense augmenter (+ 35,9 % par rapport à 2023), parallèlement à une hausse de consommation du même ordre (+ 37,0 %), mais elle ne représente que 0,7 % de l'enveloppe énergétique.

**Figure 5.7.2 : consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée**

	2019		2022		2023		2024	
	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>	En TWh	En M€ <sub>2024</sub>
Produits pétroliers	37,6	2 941	40,8	4 272	40,1	3 808	40,5	3 466
Gaz naturel	2,3	112	1,9	157	1,8	166	1,7	139
Charbon	0,02	0,4	0,02	0,8	0,01	0,6	0,01	0,5
Énergies renouvelables et déchets	4,3	164	4,8	402	5,1	285	5,3	244
Électricité	8,5	1 247	7,7	1 258	7,0	1 789	7,2	1 602
Chaleur commercialisée	0,2	20,5	0,2	26,6	0,3	28,6	0,3	38,9
<b>Total</b>	<b>52,9</b>	<b>4 485</b>	<b>55,4</b>	<b>6 116</b>	<b>54,2</b>	<b>6 077</b>	<b>55,1</b>	<b>5 491</b>

Source : SDES, Bilan de l'énergie

partie 6

# Éléments complémentaires

— En 2024, l'intensité énergétique finale atteint 0,59 TWh par milliard d'euros de PIB, en baisse de 0,7 % par rapport à 2023, alors que la consommation d'énergie finale par habitant augmente de 0,2 %, pour s'établir à 22,7 MWh.

En 2024, la baisse des émissions de gaz à effet de serre dues à la combustion d'énergie est estimée à 2,3 %. Elle concerne tous les secteurs et, en particulier, le secteur de l'énergie.

En 2023, la consommation primaire de l'Union européenne baisse de 4,4 % par rapport à 2022, pour s'établir à 14 657 TWh. La France représente 18 % du total.



## 6.1 Intensité énergétique finale : la baisse se poursuit mais à un rythme ralenti

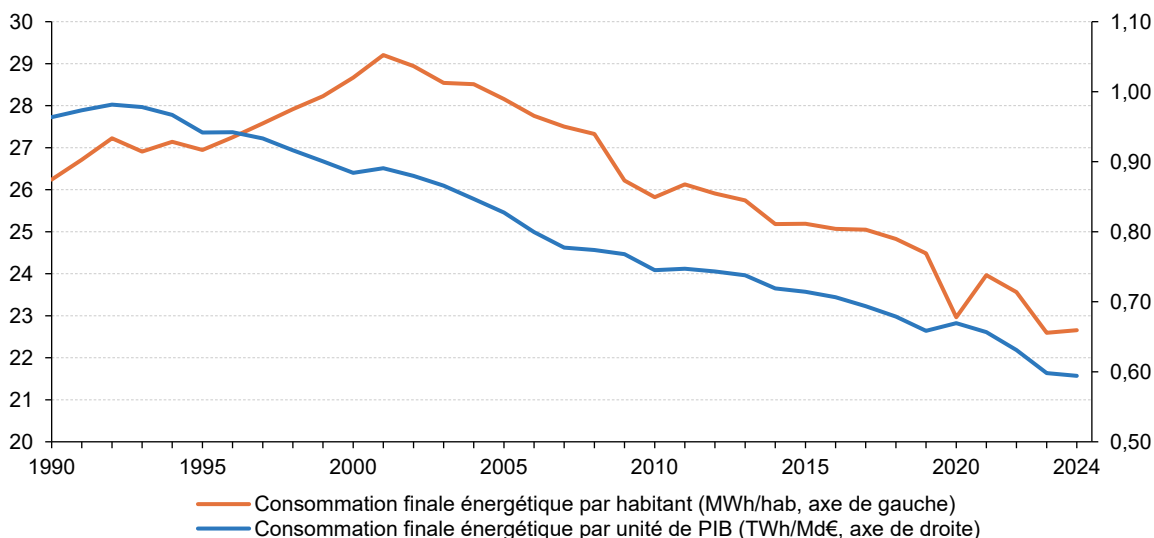
Après un rebond en 2020 (+ 1,7 % sur un an) lié à la crise sanitaire, l'intensité énergétique finale (consommation finale à usage énergétique par unité de PIB) reprend sa tendance à la baisse, à un rythme annuel moyen de - 3,7 % entre 2020 et 2023. En 2024, elle diminue de 0,7 % et atteint 0,59 TWh par milliard d'euros (*figure 6.1.1*). En effet, la consommation finale à usage énergétique annuelle, corrigée des variations climatiques, rebondit légèrement (+ 0,4 % en 2024) après une baisse en 2023 (- 3,7 %), alors que l'activité continue à croître (+ 1,2 % après + 1,4 % en 2023).

Sur le long terme, l'intensité énergétique finale diminue de manière quasi continue depuis 1990, à un rythme annuel moyen de - 1,4 %. Entre 1990 et 2001, cette baisse s'explique par une croissance moins rapide de la consommation énergétique finale (+ 16,7 %) que du PIB (+ 26,3 %). À partir de 2001, la consommation énergétique finale diminue alors que le PIB continue d'augmenter, bien que moins rapidement. Ce découplage partiel entre PIB et consommation d'énergie s'explique par des gains d'efficacité énergétique dans l'ensemble des secteurs, par la tertiarisation de l'économie et par une croissance de la demande des ménages moins rapide que celle du PIB.

En 2024, la consommation finale énergétique par habitant augmente de 0,2 % après plusieurs années de baisse (- 1,9 % en moyenne entre 2021 et 2023), pour s'établir à 22,7 MWh par habitant. Ce léger rebond est dû à une augmentation de la consommation énergétique finale (+ 0,4 %) plus rapide que celle de la population (+ 0,3 %). Sur le long terme, après une croissance annuelle moyenne de 1 %, qui culmine en 2001 à 29,2 MWh par habitant, la consommation par habitant diminue à un rythme annuel moyen de - 1,1 % de 2001 à 2024. De 1990 à 2001, à climat corrigé, la consommation finale énergétique totale augmente de 16,7 %, notamment du fait de la hausse de consommation du tertiaire (+ 26,9 %) et des transports (+ 17,9 %). De 2001 à 2024, la tendance s'inverse, principalement du fait de la baisse de la consommation de l'industrie (- 27,0 %) et, dans une moindre mesure, du résidentiel (- 6,4 %).

**Figure 6.1.1 : intensité énergétique finale (données corrigées des variations climatiques)**

En MWh/hab et TWh/Md€ (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.  
Sources : SDES, Bilan énergétique de la France ; Insee

## partie 6 : éléments complémentaires

Depuis 1990, l'intensité énergétique finale a diminué pour l'ensemble des activités, sauf l'agriculture (figure 6.1.2).

Dans les transports, premier secteur consommateur en 2024 (34 % de la consommation énergétique finale), l'amélioration de la performance énergétique des véhicules légers se poursuit de manière continue depuis 1990, avec une baisse de 27 % de la consommation d'énergie par kilomètre parcouru. Cette baisse s'accélère à partir de 2010, passant d'un rythme annuel moyen de -0,7 % de 1990 à 2010 à -1,2 % de 2010 à 2024. La réduction de la consommation unitaire des poids lourds est moins forte (-13 % depuis 1990). Elle stagne jusqu'au milieu des années 2000 puis décroît à un rythme annuel moyen de -0,7 % entre 2005 et 2024.

Malgré un léger rebond en 2020, en lien avec une présence accrue des ménages dans leur domicile, la baisse de la consommation d'énergie par m<sup>2</sup> est particulièrement forte dans le résidentiel (-38 % depuis 1990), traduisant les meilleures performances énergétiques des logements neufs ainsi que des efforts de rénovation dans les logements anciens. En 2024, le secteur résidentiel représente 28,4 % de la consommation énergétique finale.

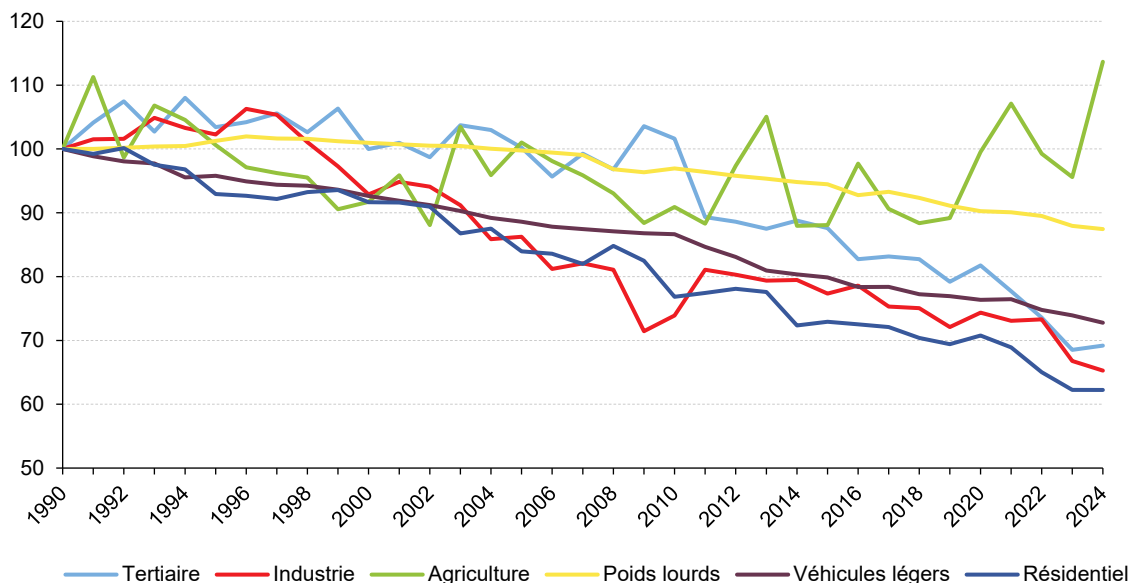
Dans l'industrie (18,6 % de la consommation énergétique finale en 2024), l'adoption de procédés moins consommateurs a contribué à la baisse de long terme de l'intensité énergétique (-35 % depuis 1990).

Le tertiaire (15,0 % de la consommation énergétique finale en 2024) connaît une chute de son intensité énergétique de 31 % depuis 1990. La baisse ne commence qu'à partir de la fin des années 2000, à un rythme annuel moyen soutenu de -2,7 % entre 2009 et 2024. Comme dans le résidentiel, cette tendance s'explique notamment par l'amélioration des performances énergétiques des bâtiments du secteur.

Dans l'agriculture (3,7 % de la consommation énergétique finale en 2024), l'intensité énergétique est beaucoup plus volatile, en raison notamment des aléas climatiques qui pèsent sur les récoltes et affectent les rendements sans modifier la consommation d'énergie. En 2024, elle rebondit fortement (+19 %) avec la baisse de 15 % de sa valeur ajoutée alors que sa consommation d'énergie augmente de 1,3 %.

**Figure 6.1.2 : évolution des intensités énergétiques finales par secteur (données corrigées des variations climatiques)**

En indice base 100 en 1990 (données corrigées des variations climatiques)



Note : l'intensité énergétique finale est définie comme le ratio de la consommation énergétique finale du secteur à sa valeur ajoutée, sauf pour le résidentiel, où le dénominateur est la surface totale des logements habités, et dans les transports, où l'indicateur mesure la consommation unitaire des véhicules.

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 : SDES, Bilan énergétique de la France, Bilan annuel des transports, Rapport du compte du logement ; Insee

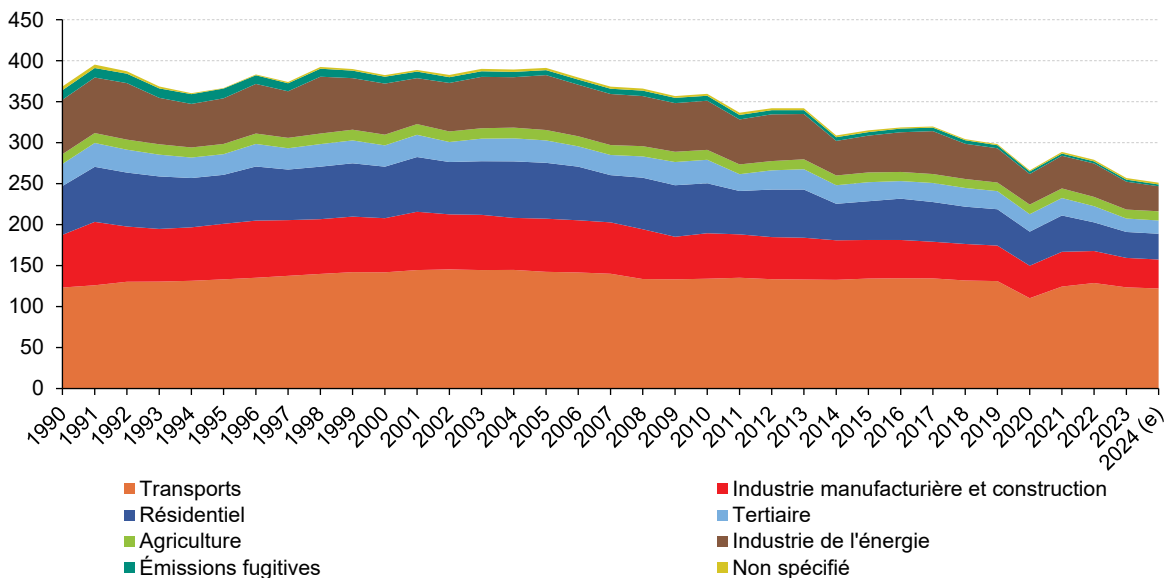
## 6.2 Émissions de gaz à effet de serre liées à la combustion d'énergie : une baisse favorisée par la moindre consommation d'énergie et l'évolution du bouquet énergétique

La combustion d'énergie est la première source d'émissions de gaz à effet de serre. En France, ces émissions sont estimées à 251 Mt CO<sub>2</sub> éq<sup>1</sup> en 2024 (figure 6.2.1) et représentent 68 % du total, hors UTCATF (Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie) et sources internationales. Le reste des émissions territoriales provient des procédés industriels, de l'agriculture, de l'élevage et de la gestion des déchets. Par rapport à 2023, les émissions liées à la combustion d'énergie diminuent de 2,3 % (elles atteignaient 257 Mt CO<sub>2</sub> éq en 2023).

Entre 1990 et 2024, les émissions de GES liées à la combustion d'énergie ont diminué de 31,9 %. Après une période de relative stabilité entre 1990 et 2005, elles diminuent depuis à un rythme annuel moyen de -2,3 %. Sur la période, les émissions de tous les secteurs diminuent.

**Figure 6.2.1 : émissions de gaz à effet de serre liées à la combustion d'énergie par secteur entre 1990 et 2024**

En Mt CO<sub>2</sub> éq



(e) = estimation.

Note : les données d'émissions utilisées dans cette partie sont les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), de méthane (CH<sub>4</sub>), de protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) et de gaz fluorés dues à la combustion d'énergie (CRF1) rapportées à la CCNUCC sur le périmètre France et DROM appartenant à l'Union européenne. L'année 2024 est estimée.

Source : Inventaire format CCNUCC (Périmètre UE) – Citepa

<sup>1</sup> L'évolution est estimée à partir des émissions de CO<sub>2</sub> de l'inventaire provisoire au format Secten publié par le Citepa en juin 2025. Elle peut donc sensiblement différer des chiffres définitifs des inventaires CCNUCC, qui seront publiés au printemps 2026.

## partie 6 : éléments complémentaires

---

En 2024, les transports représentent 49 % des émissions liées à la combustion d'énergie, l'industrie manufacturière et la construction 14 %, le résidentiel 13 %, l'industrie de l'énergie 12 %, le tertiaire 6 %, l'agriculture 4 %. Les émissions involontaires lors des activités d'extraction, de traitement et de distribution de combustibles fossiles, appelées émissions fugitives, représentent 1 % du total.

La répartition sectorielle de ces émissions a fortement évolué depuis 1990. Les émissions directes<sup>2</sup> du transport, qui représentaient 33 % des émissions dues à la combustion d'énergie en 1990, ont vu leur part progresser de 15 points. Si la part des émissions de l'agriculture augmente également de 1 point, celle des émissions des autres secteurs diminue : industrie manufacturière et construction (- 3 points), industrie de l'énergie (- 5 points), résidentiel (- 4 points), tertiaire (- 1 point).

Ces disparités entre secteurs s'expliquent par l'évolution de leur consommation d'énergie et de leur bouquet énergétique. Ainsi, les transports ont vu leur consommation d'énergie finale augmenter de 15,0 % et leur bouquet énergétique rester très largement dominé par les produits pétroliers. À l'inverse, d'autres secteurs ont connu une décarbonation partielle de leur bouquet énergétique : baisse de la part de combustibles fossiles fortement émetteurs (charbon, pétrole et, dans une moindre mesure, gaz) et hausse de la part des énergies renouvelables et de l'électricité et de la chaleur commercialisée.

### 6.2.1 ÉMISSIONS DU RÉSIDENTIEL

En 2024, la baisse des émissions du résidentiel est estimée à - 1,1 %, alors que la consommation finale stagne (- 0,1 %), grâce à une baisse de la consommation de gaz de 1,6 %. Sur le long terme, on peut distinguer deux phases dans l'évolution des émissions de GES liées à l'énergie du secteur résidentiel (*figure 6.2.1.1*). De 1990 à 2006, les émissions directes du secteur résidentiel augmentent de 9,7 % et suivent l'augmentation de la consommation finale d'énergie (+ 11,3 %). Sur cette période, la consommation de produits pétroliers et de charbon, fortement émetteurs, diminue de 24,4 %, mais celle de gaz augmente de 52,6 %.

De 2006 à 2024, les émissions diminuent plus rapidement que la consommation d'énergie finale (respectivement - 51,9 % et - 13,7 %), notamment grâce à l'évolution du bouquet énergétique. La consommation d'électricité et de chaleur augmente de 15,6 %, tout comme celle d'énergies renouvelables et de déchets (+ 61,9 %). Dans le même temps, la consommation de produits pétroliers et de charbon continue à baisser fortement (- 62,9 %) et la consommation de gaz diminue de 41,0 %.

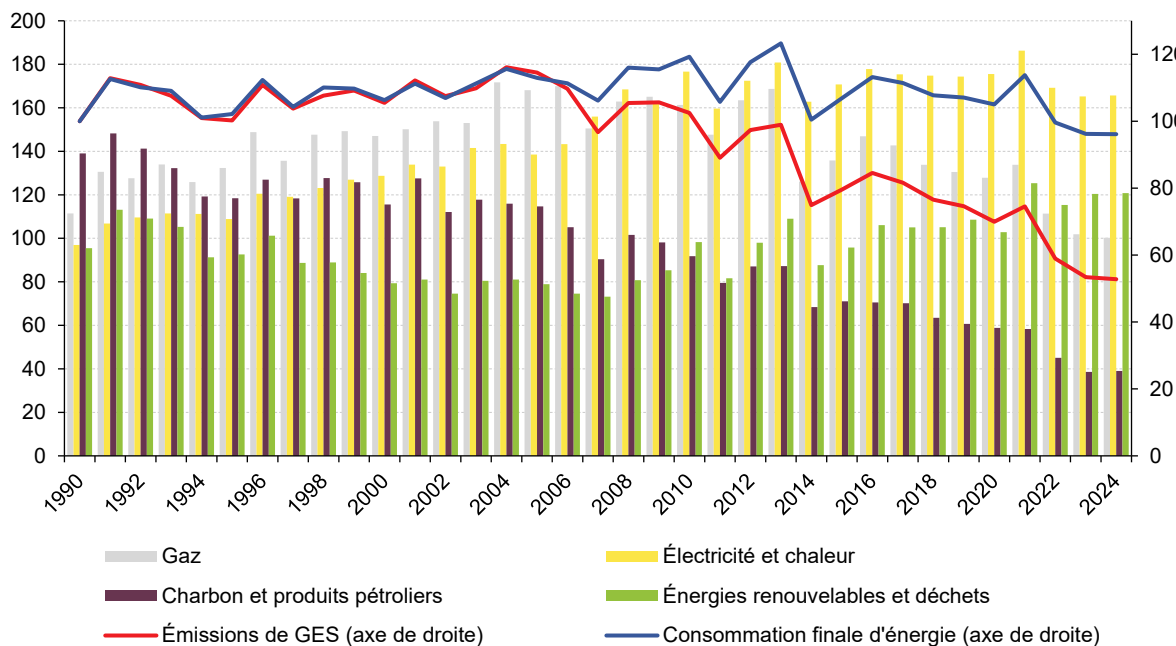
---

<sup>2</sup> Les émissions indirectes liées à la production d'électricité et de chaleur commercialisée ne sont pas comptabilisées dans les secteurs de consommation finale mais dans l'industrie de l'énergie. La substitution d'énergies fossiles par de l'électricité dans le bouquet énergétique d'un secteur explique donc une baisse de ses émissions directes. Toutefois, même en comptabilisant les émissions indirectes, c'est-à-dire en réaffectant les émissions de l'industrie de l'énergie aux secteurs de consommation finale, l'électrification du bouquet énergétique permet une baisse des émissions, la production d'électricité étant peu émettrice en France (nucléaire, hydraulique).

**Figure 6.2.1.1 : consommation d'énergie finale et émissions directes de gaz à effet de serre du secteur résidentiel**

En TWh

Indice base 100 en 1990



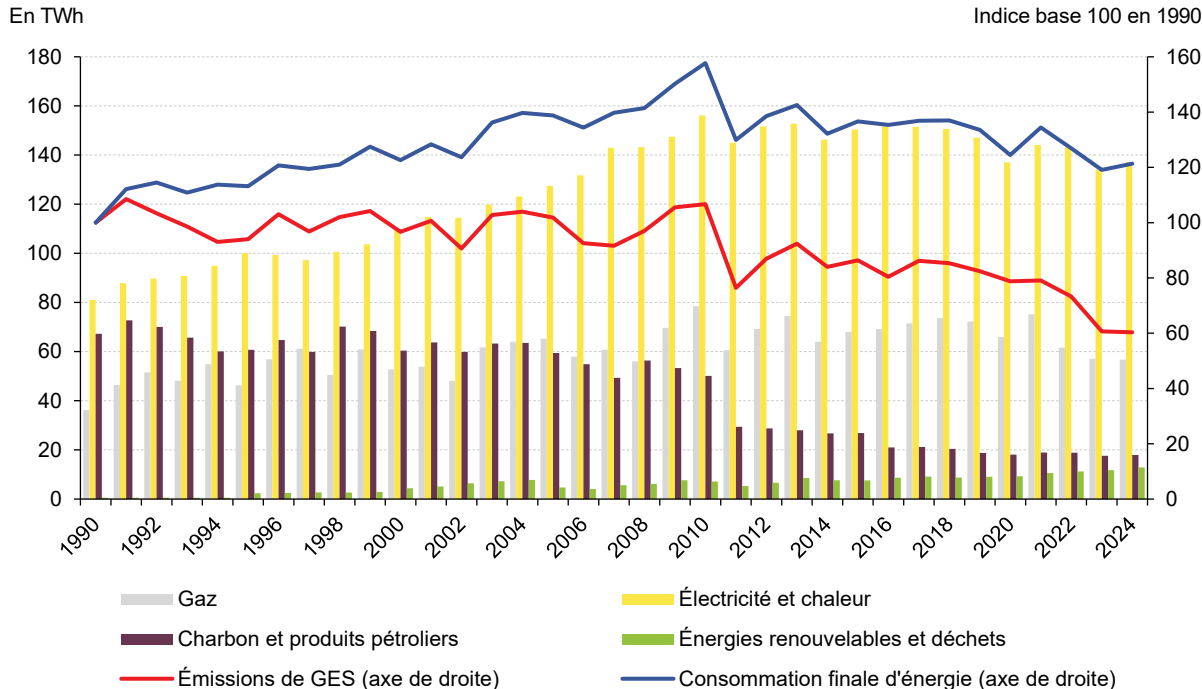
Note : la consommation d'énergie finale des DROM n'est comptabilisée qu'à partir de 2011 alors que leurs émissions le sont dès 1990. Le chauffage représente une part importante des consommations. Les variations annuelles des émissions sont donc fortement corrélées à celles de la rigueur climatique. Les émissions de GES en 2024 sont estimées.

Sources : SDES, Bilan de l'énergie ; Inventaire format CCNUCC (Périmètre UE) – Citepa

### 6.2.2 ÉMISSIONS DU TERTIAIRE

Dans le secteur tertiaire, le découplage entre les émissions de GES et la consommation d'énergie est intervenu plus tôt que dans le résidentiel grâce à une importante électrification du secteur. Ainsi, entre 1990 et 2010, les émissions directes du tertiaire augmentent seulement de 6,7 % alors que la consommation finale d'énergie croît de 57,7 % (figure 6.2.2.1). Sur cette période, la part des produits pétroliers et du charbon diminue de 19 points, pour atteindre 17 % en 2010. Le gaz augmente fortement et passe devant les produits pétroliers dans le bouquet du secteur (+ 7 points, pour atteindre 27 % du total). L'électricité et la chaleur conservent leur première place grâce à une forte croissance (+ 10 points), atteignant une part de 53 %. Les énergies renouvelables font leur apparition, passant de 0,6 à 7,2 TWh en 2010, soit une part de 2,4 %.

**Figure 6.2.2.1 : consommation d'énergie finale et émissions directes de gaz à effet de serre du secteur tertiaire**



Note : la consommation d'énergie finale des DROM n'est comptabilisée qu'à partir de 2011 alors que leurs émissions le sont dès 1990. Le chauffage représente une part importante des consommations. Les variations annuelles des émissions sont donc fortement corrélées à celles de la rigueur climatique. Les émissions de GES en 2024 sont estimées.

Sources : SDES, Bilan de l'énergie ; Inventaire format CCNUCC (Périmètre UE) – Citepa

Après une chute en 2011 (-28,4 %), liée notamment à des températures douces favorisant la baisse de la consommation d'énergie finale (-17,6 %), les émissions de gaz à effet de serre du tertiaire se redressent en 2012 et 2013, avant d'amorcer une légère tendance à la baisse (-14,4 % entre 2013 et 2021 et -5,7 % pour la consommation d'énergie finale du secteur). Le bouquet énergétique évolue légèrement au profit du gaz (+2 points) et des énergies renouvelables (+1 point), alors que l'électricité et la chaleur stagnent et le charbon et les produits pétroliers diminuent de 3 points.

Les années 2022 et 2023 sont marquées par une forte baisse des émissions (-12,4 % en moyenne annuelle entre 2021 et 2023) favorisée par le repli de la consommation finale d'énergie du secteur (-5,9 % en moyenne annuelle) et l'évolution du bouquet énergétique. La consommation de gaz naturel baisse en effet nettement sur la période (-12,8 % en moyenne) au profit des énergies renouvelables (+5,3 % en moyenne).

En 2024, la consommation finale d'énergie augmente légèrement (+1,9 %), marquant un quasi-arrêt de la baisse des émissions du secteur avec une évolution estimée à -0,6 %.

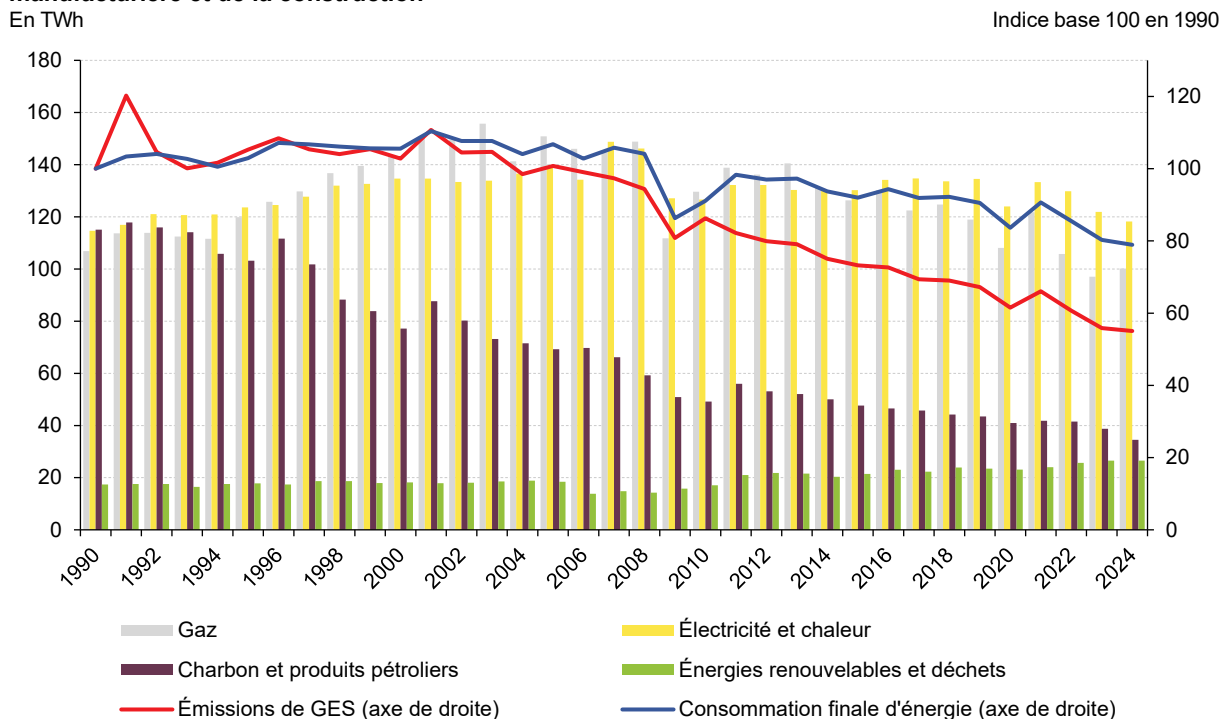
### 6.2.3 ÉMISSIONS DE L'INDUSTRIE ET DE LA CONSTRUCTION

En 2024, la baisse des émissions de l'industrie manufacturière et de la construction est estimée à - 1,4 %, alors que la consommation finale d'énergie baisse de 1,7 %. Cette différence s'explique notamment par un rebond du gaz (+ 3,2 %) au détriment de l'électricité et de la chaleur (- 3,0 %). Sur le long terme, on distingue deux phases pour l'évolution des émissions de GES liées à l'énergie de l'industrie (figure 6.2.3.1).

Entre 1990 et 2005, les émissions de gaz à effet de serre dues à la combustion d'énergie de l'industrie manufacturière et de la construction stagnent (+ 0,8 %) malgré une augmentation de la consommation finale d'énergie (+ 6,8 %). Cela s'explique par la forte croissance de la consommation de gaz (+ 41,2 %) et d'électricité et de chaleur (+ 21,7 %) au détriment des produits pétroliers et du charbon (- 39,8 %).

Entre 2005 et 2024, les émissions et la consommation finale d'énergie baissent fortement (respectivement - 45,4 % et - 26,1 %). La baisse de la consommation de produits pétroliers et de charbon se poursuit (- 50,1 %). La tendance s'inverse pour la consommation de gaz qui diminue (- 33,6 %), comme, dans une moindre mesure, pour la consommation d'électricité et de chaleur (- 15,3 %). Les énergies renouvelables et les déchets sont les seules énergies à augmenter (+ 44,1 %).

**Figure 6.2.3.1 : consommation d'énergie finale et émissions directes de gaz à effet de serre de l'industrie manufacturière et de la construction**



Note : la consommation d'énergie finale des DROM n'est comptabilisée qu'à partir de 2011 alors que leurs émissions le sont dès 1990. La consommation des autoproducteurs d'électricité et de chaleur est comptabilisée dans l'industrie dans les inventaires de gaz à effet de serre, alors qu'elle l'est dans la branche énergie dans le bilan de l'énergie.

Sources : SDES, Bilan de l'énergie ; Inventaire format CCNUCC (Périmètre UE) – Citepa

## 6.3 Bilan énergétique de l'Union européenne

*Avertissement : les données 2024 n'étant pas encore disponibles pour l'ensemble des pays de l'Union européenne, les données de cette partie s'arrêtent à 2023.*

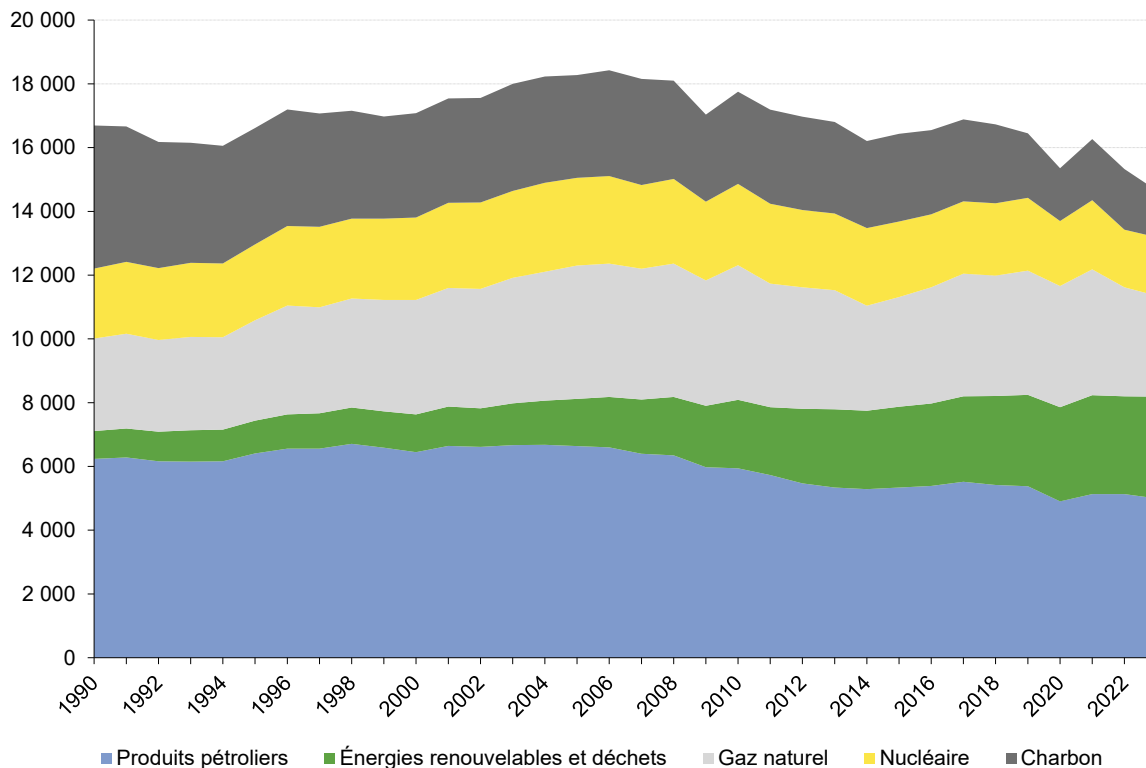
### 6.3.1 CONSOMMATION PRIMAIRE

En 2023, la consommation primaire de l'Union européenne baisse pour la deuxième année consécutive (- 4,4 % après - 5,8 %) et s'établit à 14 657 TWh (figure 6.3.1.1). Alors que la consommation des énergies fossiles diminue sur un an (- 22,9 % pour le charbon, - 7,4 % pour le gaz naturel et - 2,7 % pour les produits pétroliers), celle de chaleur nucléaire et d'énergies renouvelables augmente (respectivement + 1,6 % et + 4,1 %).

Entre 1990 et 2023, la consommation primaire de l'Union européenne a diminué de 12,2 %. Cette baisse est alimentée par une réduction importante de la consommation de charbon (- 67,3 %, 10 % du total en 2023), de produits pétroliers (- 19,9 %, 34 % du total) et de chaleur nucléaire (- 16,2 %, 13 % du total). À l'inverse, la consommation de gaz naturel augmente (+ 9,0 % sur la période, 22 % du total en 2023). Les énergies renouvelables se font une place importante dans le bouquet européen, avec une multiplication par 3,7 de la consommation primaire sur la période, passant de 5 à 22 % du total.

**Figure 6.3.1.1 : consommation primaire d'énergie de l'Union européenne**

En TWh



Champ : Union européenne à 27. Les importations et exportations d'électricité et de chaleur ne sont pas incluses.  
Source : Eurostat

## partie 6 : éléments complémentaires

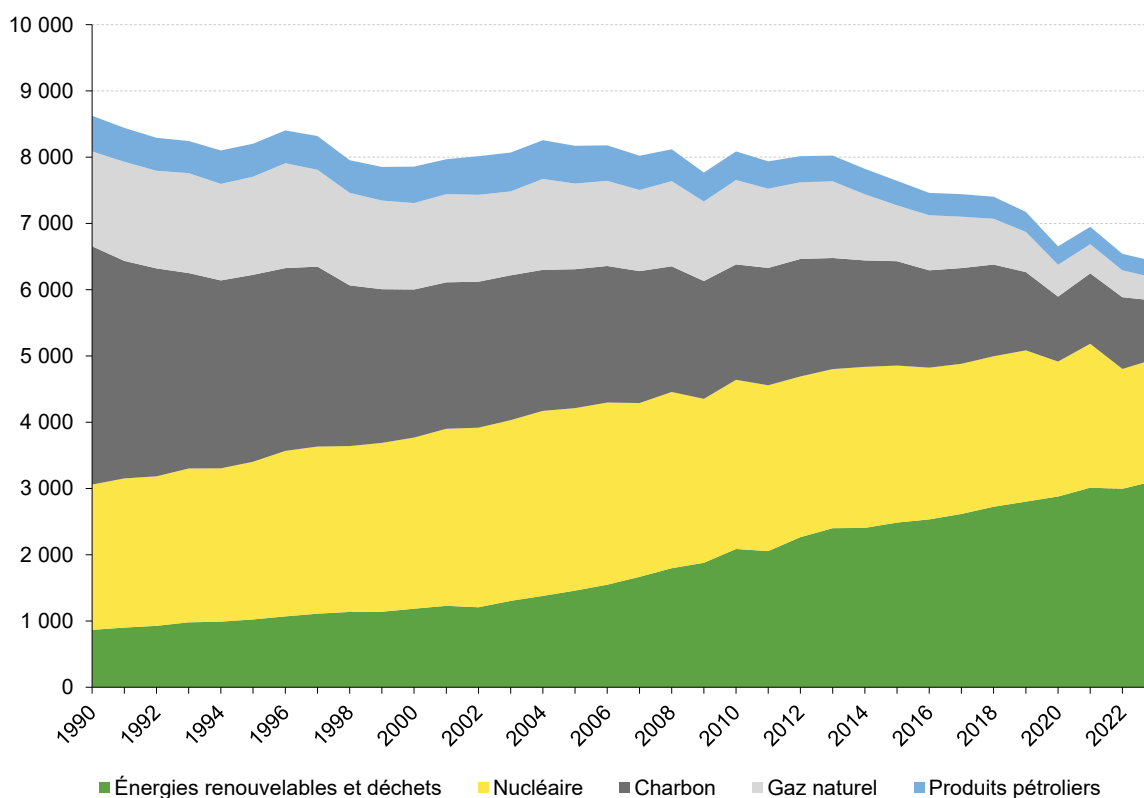
Avec une consommation primaire de 2 598 TWh en 2023 (voir 4.1<sup>3</sup>), la France représente 18 % du total de l'Union européenne, en deuxième place après l'Allemagne (19 %). En ajoutant l'Italie, l'Espagne et la Pologne, les cinq pays sont responsables de 64 % de la consommation primaire totale.

### 6.3.2 PRODUCTION PRIMAIRE

La production primaire de l'Union européenne s'établit à 6 428 TWh en 2023, soit 44 % de la consommation primaire (figure 6.3.2.1). Elle diminue de 1,7 % en 2023, après une forte baisse de 5,9 % en 2022, liée notamment à la moindre production nucléaire en France et en Allemagne. En 2023, les productions d'énergies renouvelables et de nucléaire augmentent (+ 4,0 % et + 1,6 %), mais cela ne suffit pas à compenser les fortes baisses de production de charbon et de gaz naturel (respectivement - 18,1 % et - 15,9 %). La production de charbon baisse notamment en Allemagne, Tchéquie et Pologne et celle de gaz aux Pays-Bas, en Allemagne et en Italie.

**Figure 6.3.2.1 : production primaire de l'Union européenne**

En TWh



Champ : Union européenne à 27.

Source : Eurostat

Sur le long terme, la production primaire d'énergies renouvelables et de déchets a été multipliée par 3,6 entre 1990 et 2023, passant de 10 % du total à 48 %. Sur la période, la production des autres énergies diminue : - 75 % pour le charbon, qui passe de 42 % à 14 % du total, - 76 % pour le gaz naturel (5 % du total en 2023), - 54 % pour les produits pétroliers (4 % du total) et - 16 % pour le nucléaire (29 % du total).

La France est le premier producteur d'énergie de l'UE (22 % du total), avec un bouquet énergétique dominé par le nucléaire (72 % en 2023) et les énergies renouvelables (27 %) - (voir 2.1). Elle est suivie par l'Allemagne qui

<sup>3</sup> Le chiffre varie légèrement entre le bilan de l'énergie et les données d'Eurostat du fait de divergences sur la conversion en TWh et de la comptabilisation ou non des exports et imports d'électricité et de chaleur dans la consommation primaire.

## partie 6 : éléments complémentaires

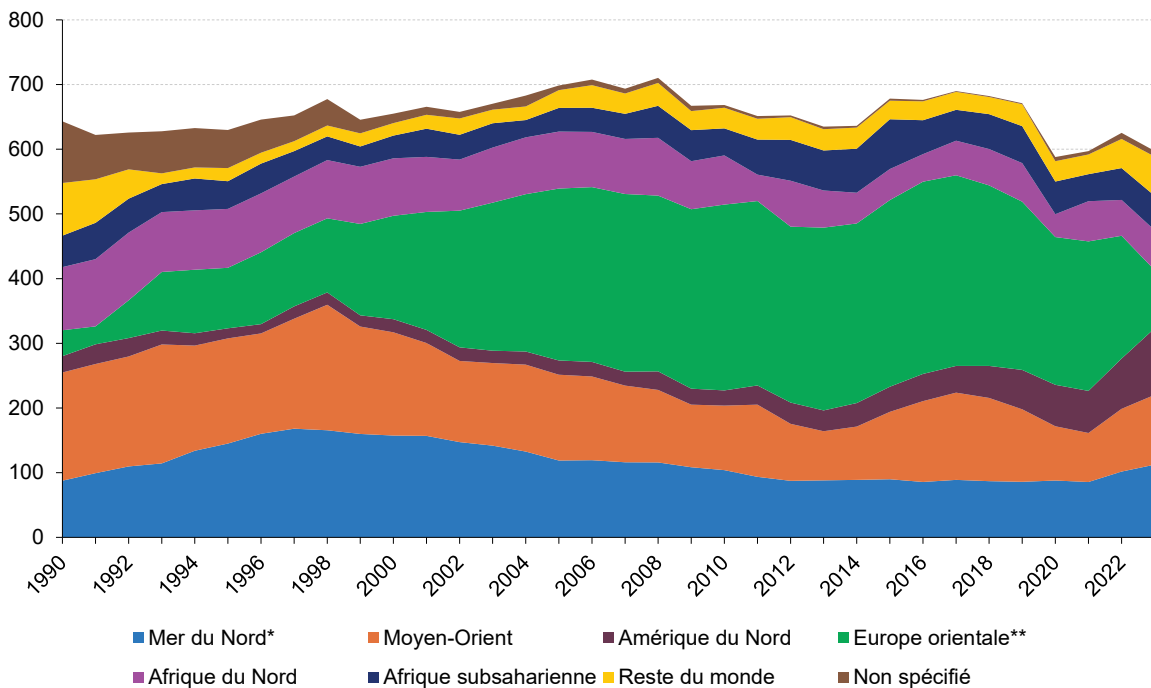
assure 15 % de la production totale, avec un bouquet dominé par les énergies renouvelables (64 %) et le charbon (26 %). Alors que l'Allemagne était au premier rang dans les années 1990, puis proche de la France dans les années 2000, sa sortie accélérée du nucléaire dans les années 2010, au profit des énergies renouvelables, provoque une baisse importante de sa production primaire : - 33 % entre 2011 et 2023, avec - 93,3 % de nucléaire et + 48,4 % de renouvelables.

Les cinq premiers pays (France, Allemagne, Pologne, Espagne et Italie) représentent 60 % de la production primaire totale en 2023.

### 6.3.3 IMPORTATIONS DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

Après deux années d'augmentation liée à la reprise à la suite de la crise sanitaire (+ 1,5 % entre 2020 et 2021 et + 4,7 % entre 2021 et 2022), les importations de pétrole brut et raffiné (biocarburants incorporés inclus, hors importations depuis un autre pays de l'Union européenne) baissent de 4,5 %, pour s'établir à 597 millions de tonnes en 2023 (figure 6.3.3.1).

**Figure 6.3.3.1 : origine des importations de pétrole brut et produits raffinés des pays de l'Union européenne**  
En millions de tonnes



\* Norvège, Royaume-Uni.

\*\* Azerbaïdjan, Géorgie, Kazakhstan, Russie, Turkménistan, Ukraine.

Champ : Union européenne à 27. On somme ici les importations de pétrole (brut ou raffiné, biocarburants incorporés inclus) de chaque pays de l'UE, en excluant les importations depuis un autre pays de l'UE. Le pays d'origine n'est pas nécessairement le pays où est extrait le pétrole, mais peut également être celui qui le raffine.

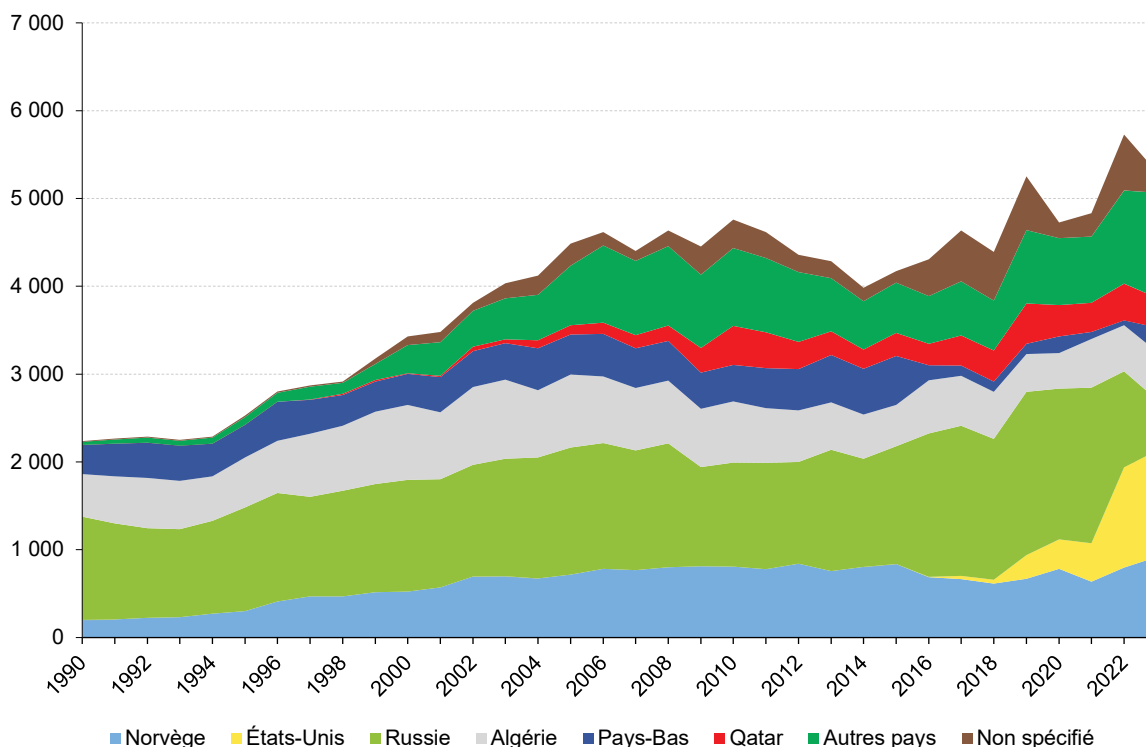
Source : Eurostat

De 1990 à 2023, ces importations ont augmenté de 7 %. La Norvège et le Royaume-Uni représentent 19 % des importations en 2023, en hausse de 5 points sur la période. La part des pays du Moyen-Orient diminue, passant de 26 % à 18 %, tandis que celle de l'Amérique du Nord progresse fortement en passant de 4 à 13 % du total. Les importations provenant des pays d'Europe orientale (dont la Russie) diminuent et passent de 15 % en 1990 à 10 % en 2023. Enfin, la part de l'Afrique du Nord perd 5 points sur la période, pour atteindre 10 % du total, alors que celle de l'Afrique subsaharienne augmente de 1 point, avec 9 % du total en 2023.

## partie 6 : éléments complémentaires

Entre 2022 et 2023, les importations de gaz naturel des pays de l'Union européenne baissent de 7,4 % (figure 6.3.3.2). Les importations de Russie diminuent de 46,8 % en un an, notamment du fait de l'arrêt des exportations via le gazoduc Nordstream en août 2022, et celles du Qatar de 19,4 %. À l'inverse, les importations depuis la Norvège (+ 15,4 %), les États-Unis (+ 5,9 %), l'Algérie (+ 4,5 %) et le reste du monde (+ 12,9 %) augmentent. Les importations depuis les Pays-Bas, qui avaient chuté à partir de 2016, remontent fortement (multipliées par 4,8), sans revenir à leur niveau de 2015.

**Figure 6.3.3.2 : origine des importations de gaz naturel des pays de l'Union européenne**  
En TWh PCS\*



\* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Champ : Union européenne à 27. On somme ici les importations de gaz naturel de chaque pays de l'UE, sous forme gazeuse ou liquéfiée (GNL). Le pays d'origine n'est pas nécessairement le pays où le gaz est extrait. C'est notamment le cas lorsqu'un pays importe du GNL, le repasse sous forme gazeuse et le réexporte.

Source : Eurostat

De 1990 à 2023, les importations de gaz naturel ont été multipliées par 2,4. Les États-Unis, qui n'exportaient pas de gaz naturel vers l'Union européenne de 1990 à 2015, deviennent en 2023 le premier pays, avec 23 % du total des importations de gaz naturel de l'Union européenne. La Norvège vient en deuxième place avec 17 % du total, en hausse de 8 points. La Russie, malgré une chute de 50 % des importations depuis 1990, reste à la troisième place avec 11 % des importations européennes (- 42 points). L'Algérie, malgré une augmentation de 12 % des volumes exportés sur la période, perd 11 points et se place en quatrième position, à 10 % du total.

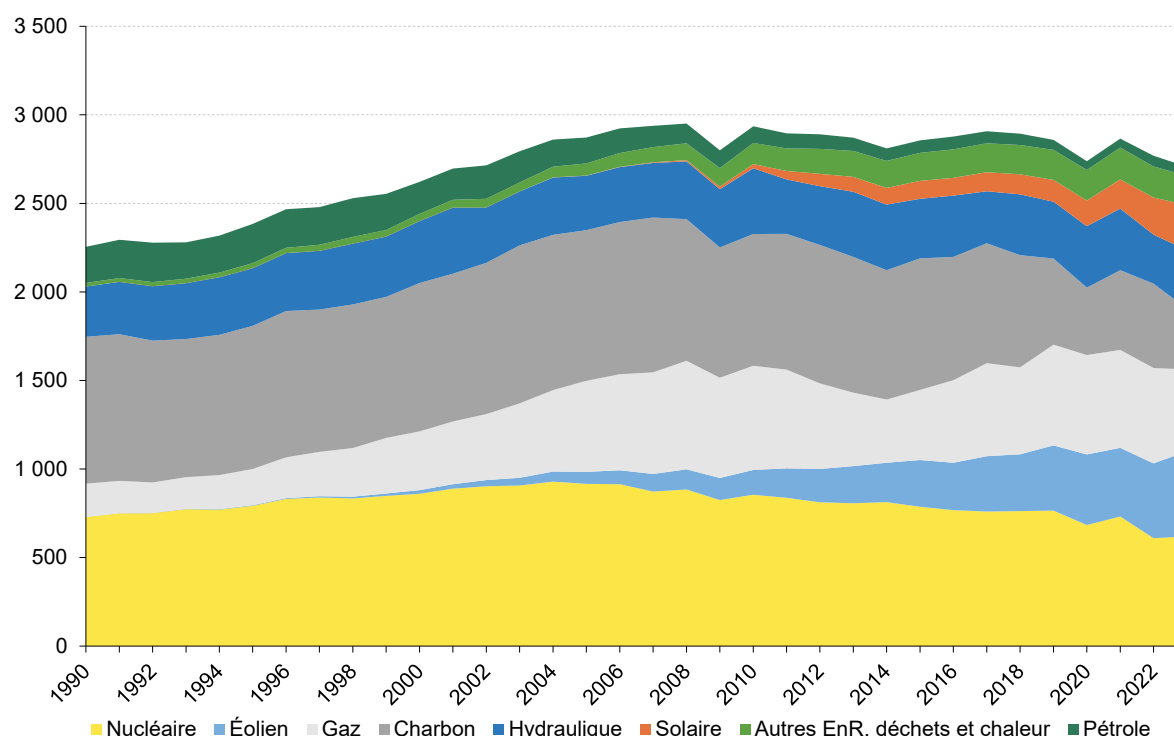
## partie 6 : éléments complémentaires

### 6.3.4 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

La production d'électricité de l'Union européenne diminue de 2,3 % entre 2022 et 2023 (figure 6.3.4.1). Le bouquet évolue avec une baisse de la production à partir de charbon (- 28,1 %), de gaz naturel (- 14,1 %) et, dans une moindre mesure, de produits pétroliers (- 18,0 %), alors que les énergies renouvelables continuent leur progression : + 20,9 % pour le solaire, + 19,6 % pour l'hydraulique et + 13,7 % pour l'éolien. Le nucléaire augmente légèrement (+ 1,7 %, soit + 10 TWh), la hausse de la production française (+ 43 TWh) étant partiellement compensée par la baisse dans d'autres pays, en particulier en Allemagne (- 27 TWh).

**Figure 6.3.4.1 : production d'électricité de l'Union européenne**

En TWh



Champ : Union européenne à 27.

Source : Eurostat

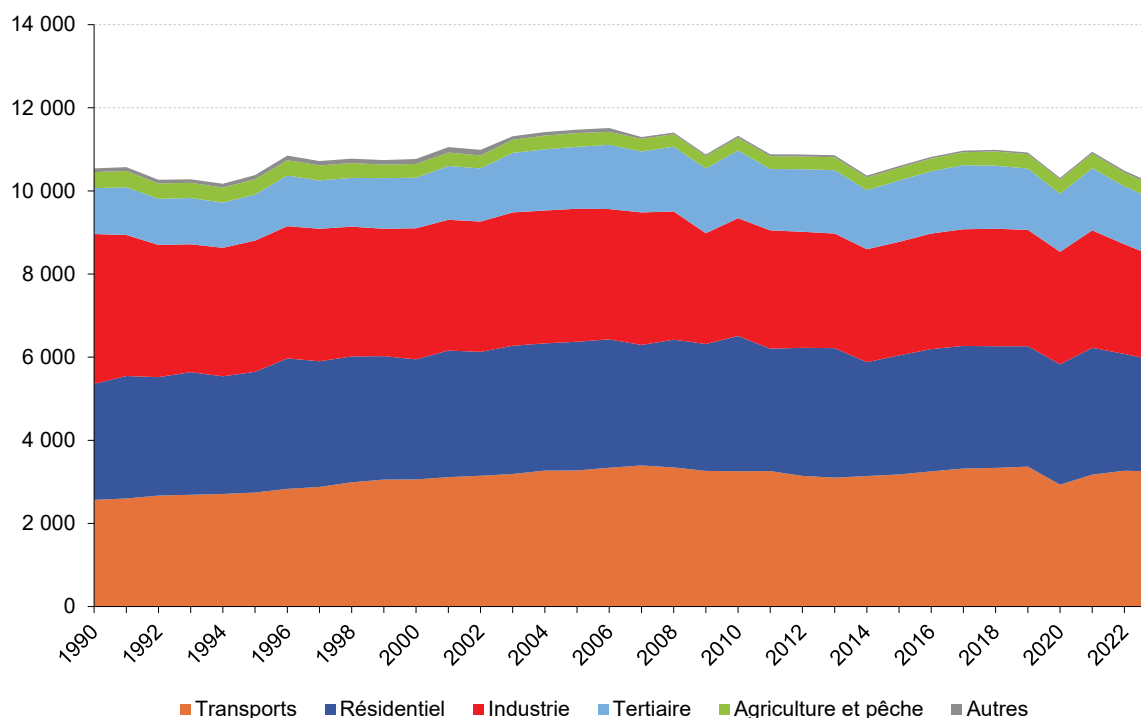
Sur longue période, de 1990 à 2023, la production d'électricité de l'Union européenne a augmenté de 20 %. Les énergies renouvelables passent de 14 % à 46 % du total, soit une multiplication par 4 : l'éolien est à 18 % (0 en 1990), l'hydraulique à 12 % (- 1 point sur la période), le solaire à 9 % (0 en 1990), les autres énergies renouvelables et les déchets à 6 % (+ 5 points). Le gaz naturel augmente également sur la période (+ 147 %) et passe de 8 à 17 % du bouquet électrique européen. La production d'électricité à partir de chaleur nucléaire diminue de 15 %, pour atteindre 23 % du total, tout comme le charbon et les produits pétroliers (respectivement - 59 % et - 76 %), le charbon passant de 37 % à 13 % du bouquet électrique et le pétrole de 9 % à 2 %.

### 6.3.5 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

En 2023, la consommation finale à usage énergétique de l'Union européenne diminue de 3,3 % (figure 6.3.5.1). Cette baisse concerne tous les secteurs : industrie (- 5,5 %), résidentiel (- 5,5 %), tertiaire (- 2,1 %), agriculture et pêche (- 1,3 %) et transports (- 0,4 %).

**Figure 6.3.5.1 : consommation finale d'énergie à usage énergétique de l'Union européenne**

En TWh



Champ : Union européenne à 27.

Source : Eurostat

Entre 1990 et 2023, la consommation finale à usage énergétique a diminué de 3,8 %. Cette baisse masque toutefois des évolutions sectorielles contrastées. La consommation de l'industrie diminue de 30,9 %, pour atteindre 25 % du total, soit une baisse de 10 points sur la période. Celle de l'agriculture et de la pêche diminue de 16,3 % et représente 3 % du total en 2023. Le secteur résidentiel voit sa consommation diminuer de 4,7 %, sa part restant stable sur la période (26 %). À l'inverse, la consommation du tertiaire augmente de 23,8 % et atteint 13 % du total (+ 3 points). Les transports, qui représentent 24 % de la consommation finale à usage énergétique en 1990, deviennent le premier secteur consommateur au début des années 2000, et atteignent 32 % du total en 2023, soit une augmentation de 26,7 %.

En 2023, la France se trouve au deuxième rang avec 15 % de la consommation finale à usage énergétique de l'Union européenne, derrière l'Allemagne (21 %), mais devant l'Italie (12 %), l'Espagne (9 %) et la Pologne (8 %).

## Bilan énergétique mondial

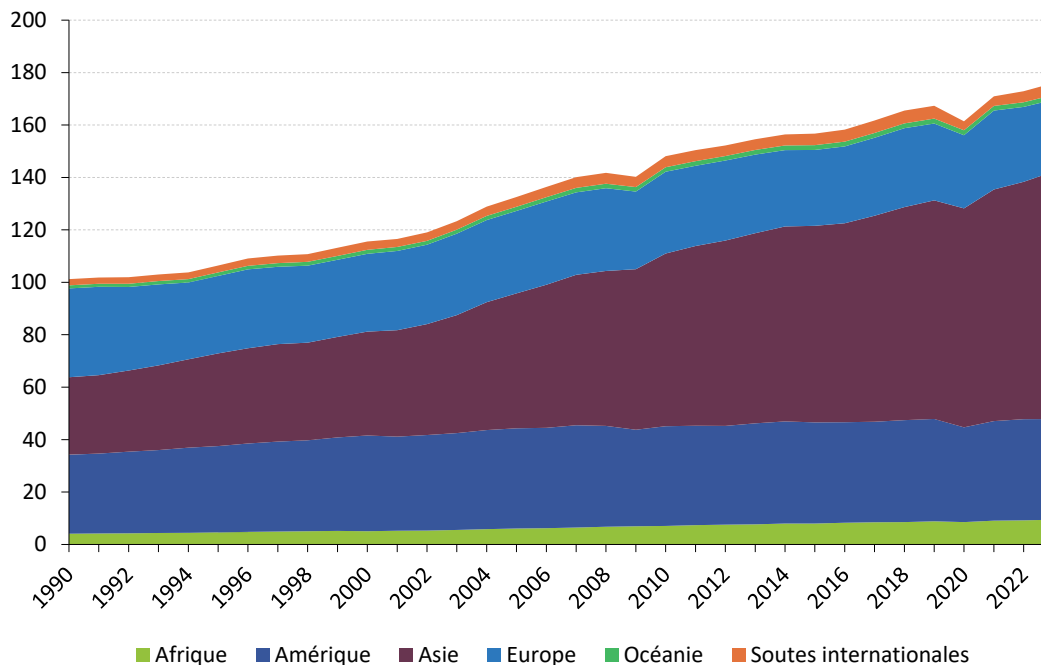
La consommation primaire mondiale s'élève à 176 023 TWh en 2023, en hausse de 1,8 % par rapport à 2022 (figure 6.3.5.2). Cette croissance est alimentée par celle de la consommation primaire pour les soutes internationales maritimes et aériennes (+ 9,3 %), celle de l'Asie (+ 4,3 %) et, dans une moindre mesure, de l'Afrique (+ 2,6 %) et de l'Océanie (+ 1,7 %). À l'inverse, la consommation primaire diminue en Europe (- 4,3 %) et en Amérique (- 0,4 %).

Depuis 1990, la consommation primaire mondiale a augmenté de 73,9 % (+ 74 825 TWh), principalement sous la poussée du développement économique et démographique de l'Asie dont la consommation est multipliée par 3,2 sur la période (+ 64 842 TWh). L'Asie représente ainsi 54 % de la consommation primaire mondiale en 2023, contre 29 % en 1990. L'Amérique voit également sa consommation primaire augmenter de 27 % (+ 8 275 TWh), mais elle ne représente plus que 22 % du total contre 30 % en 1990. Avec une part plus faible dans le total, l'Afrique multiplie par 2,3 sa consommation primaire (+ 5 340 TWh), pour atteindre 5 % du total. L'Océanie voit également sa consommation augmenter (+ 53 %) avec une part stable à 1 %. Les soutes internationales, comptabilisées à part dans les bilans énergétiques, augmentent de 94 % sur la période (+ 2 206 TWh), pour atteindre 3 % du total.

L'Europe est la seule région à voir sa consommation diminuer (- 19,1 % entre 1990 et 2023, soit - 6 472 TWh), passant de 33 % du total mondial à 16 %.

**Figure 6.3.5.2 : consommation primaire mondiale par continent**

En milliers de TWh



Champ : Monde.  
Source : AIE, 2025



# Annexes

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



# Bilans énergétiques de la France

Les séries longues et les tableaux de synthèse sont disponibles sur la page de la publication, dans l'onglet Données (<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-pour-2024>).

## Annexes méthodologiques

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. Les principaux éléments sont rappelés ci-après.

### ANNEXE 1 : PRINCIPES MÉTHODOLOGIQUES ET SOURCES

#### 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. Elles 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 du Code de l'énergie (art. L. 142-1). 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.

### 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.

Dans le contexte exceptionnel de l'année 2022, marquée par la crise énergétique liée au contexte géopolitique, il n'a pas été possible de calculer les marges dans le compte monétaire du gaz.

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 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), et chaleur issue de la réaction nucléaire. Par convention, l'énergie primaire d'origine hydraulique, éolienne, marémotrice et solaire photovoltaïque est comptabilisée à hauteur de la production d'électricité correspondante. La chaleur issue de la réaction nucléaire est mesurée à travers un rendement de la production électrique nucléaire de 0,33. 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 (CH<sub>4</sub>).

**Intensité énergétique finale** : consommation énergétique finale rapportée à un indicateur d'activité.

**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 %).

---

## annexes

---

**Pétrole** : mélange complexe d'hydrocarbures liquides, des éléments chimiques contenant de l'hydrogène et du carbone, qui se forme naturellement dans des nappes souterraines présentes dans les roches sédimentaires. Au sens large, il inclut les produits tant primaires (pétrole brut) que secondaires (raffinés).

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

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

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

## annexes

### 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), mégawattheures (MWh) et tonnes équivalent pétrole (tep). Ces coefficients sont systématiquement utilisés dans les publications officielles françaises.

Énergie	Unité propre	gigajoules (GJ) (PCI)	mégawattheure MWh (PCI)	tep (PCI)
<b>Charbon</b>				
Charbon vapeur	1 t	26	7,2222	0,619
Charbon à coke	1 t	29,5	8,1944	0,705
Coke de cokerie	1 t	28	7,7778	0,667
Agglomérés	1 t	32	8,8889	0,762
Briquettes de lignite	1 t	18	4,7112	0,404
Lignite et produits de récupération	1 t	17	4,7222	0,405
Anthracite	1 t	32,3	8,9722	0,772
Goudron de houille	1 t	38	10,5556	0,905
<b>Pétrole brut et produits pétroliers</b>				
<b>Produits primaires et autres produits à distiller</b>				
Pétrole brut	1 t	42,78	11,8833	1,0218
Liquides de gaz naturels	1 t	42	11,6667	1,0032
Produits d'alimentation des raffineries	1 t	41,86	11,6278	0,9997
Additifs oxygénés	1 t	25,12	6,9778	1,0693
<b>Produits raffinés</b>				
Gazole, fioul domestique	1 t	42,6	11,8333	1,0175
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1 t	46	12,7778	1,0987
Essence moteur	1 t	44	12,2222	1,0509
Kérosène	1 t	43	11,9444	1,0270
Fioul lourd	1 t	40	11,1111	0,9554
Coke de pétrole	1 t	32	8,8889	0,7643
Naphta	1 t	44	12,2222	1,0509
Lubrifiants	1 t	42	11,6667	1,0032
White spirit	1 t	43,6	12,1111	1,0414
Bitumes	1 t	39	10,8333	0,9315
<b>Électricité</b>	1 MWh	3,6	1	0,086
<b>Bois à usage résidentiel</b>	1 stère	6,17	1,7139	0,147
<b>Bois à usage professionnel</b>	1 tonne	10,76	2,9889	0,257
<b>Gaz naturel et industriel</b>	1 MWh PCS	3,24	0,9	0,077

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.

---

## 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 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 15 °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  $15 - T$  si  $T < 15$  °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 539 stations météorologiques. Les résultats de chaque station sont pondérés par la population des communes les plus proches de chaque station.

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 1 523 degrés-jours sur la période de référence, couvrant les années 1991 à 2020. 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 153 degrés-jours) entraînerait une variation de la consommation annuelle finale (resp. primaire) de 31,6 TWh (resp. 33,5 TWh) en 2023.

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 2023.

## 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 méthode de partage du fioul domestique, du gazole non routier et du GPL entre différents secteurs a été modifiée. Les résultats ont été rétopolés jusqu'en 2011. Les données de consommation de gazole dans le secteur ferroviaire sont désormais obtenues auprès de l'Autorité de régulation des transports (ART) et ont été rétopolées jusqu'en 2011.

### Gaz naturel

La série des consommations non énergétiques du gaz sur la période 2018-2023 a été revue par le Citepa.

De nouvelles données fournies par Elengy ont permis d'estimer les routes internationales de GNL dans le secteur maritime entre 2018 et 2024.

## annexes

### ANNEXE 6 : RÉVISION DES PRINCIPAUX AGRÉGATS DE L'ANNÉE 2024 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 2025 pour tous les agrégats non nuls du tableau de synthèse du bilan physique. Ainsi, les estimations définitives de la production primaire et de la consommation finale d'énergie en 2024 sont respectivement 0,5 % et 0,6 % supérieures à leurs estimations provisoires d'avril 2025.

En %

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production d'énergie primaire		0,6		0,0	0,0	1,2	2,4			0,5
Importations	0,0	0,0	0,1	- 0,1			0,3	0,1		0,0
Exportations	0,3	- 10,4	0,0	0,0			0,1	0,1		0,0
Soutes maritimes internationales			- 1,4							- 1,4
Soutes aériennes internationales			1,9				-3,9			1,8
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 33,4	15,9	28,6	0,1						- 14,3
<b>Consommation primaire</b>	<b>-5,4</b>	<b>0,0</b>	<b>- 1,2</b>	<b>- 0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>1,2</b>	<b>2,2</b>	<b>0,1</b>		<b>0,1</b>
Production d'électricité	11,7		- 4,1	- 8,8	0,0	1,2	7,8	0,2		0,1
Production de chaleur	29,7		- 29,8	21,8			3,4		3,4	31,1
Injections de biométhane				0,1			0,1			
Raffinage de pétrole		0,0	- 0,2							26,0
Autres transformations, transferts	- 3,6	- 1,8	- 2,6							- 4,3
Usages internes de la branche énergie	3,8		9,4	10,9			- 1378,4	7,3		8,6
Pertes de transport et de distribution				0,0				3,6	- 4,8	2,4
<b>Consommation nette de la branche énergie</b>	<b>- 3,2</b>	<b>0,0</b>	<b>2,1</b>	<b>- 7,6</b>	<b>0,0</b>	<b>1,2</b>	<b>6,0</b>	<b>- 0,3</b>	<b>4,6</b>	<b>- 1,0</b>
Industrie	-19,0		3,3	1,4			2,0	- 2,6	4,3	- 0,1
Transports			0,6	7,4			- 1,7	- 4,1		0,3
Résidentiel	- 1,0		- 0,3	- 0,5			0,1	0,3	1,3	0,0
Tertiaire	- 1,3		- 17,4	0,3			8,9	0,9	9,5	- 0,2
Agriculture-pêche	0,8		- 0,9	- 4,5			4,0	1,3	38,6	- 0,1
<b>Consommation finale énergétique</b>	<b>- 17,4</b>		<b>- 0,1</b>	<b>0,5</b>			<b>0,6</b>	<b>- 0,4</b>	<b>4,6</b>	<b>0,1</b>
<b>Consommation finale non énergétique</b>	<b>- 9,0</b>		<b>9,1</b>	<b>0,7</b>						<b>7,8</b>
<b>Consommation finale</b>	<b>- 14,6</b>		<b>1,2</b>	<b>0,5</b>			<b>0,6</b>	<b>- 0,4</b>	<b>4,6</b>	<b>0,6</b>

## Sigles et abréviations

### SIGLES

<b>Ademe</b>	Agence de la transition écologique
<b>AIE</b>	Agence internationale de l'énergie
<b>AIEA</b>	Agence internationale de l'énergie atomique
<b>APU</b>	administrations publiques
<b>ARA</b>	Anvers, Rotterdam, Amsterdam
<b>Arenh</b>	accès régulé à l'électricité nucléaire historique
<b>ATRT</b>	accès des tiers au réseau de transport
<b>ATRD</b>	accès des tiers au réseau de distribution
<b>ATTM</b>	accès des tiers aux terminaux méthaniers
<b>CAF</b>	coût, assurance, fret
<b>CART</b>	contrat d'accès au réseau de transport
<b>CCCG</b>	centrales à cycle combiné au gaz
<b>CCG</b>	cycle combiné au gaz
<b>CEEB</b>	Centre d'études de l'économie du bois
<b>Ceren</b>	Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
<b>CFBP</b>	Comité français du butane et du propane
<b>Citepa</b>	Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique
<b>CPDP</b>	Comité professionnel du pétrole
<b>CPSSP</b>	taxe affectée au stockage des produits pétroliers
<b>CRE</b>	Commission de régulation de l'énergie
<b>CSPE</b>	contribution au service public de l'électricité
<b>CTA</b>	contribution tarifaire d'acheminement
<b>CVC</b>	corrigé des variations climatiques
<b>DGDDI</b>	Direction générale des douanes et des droits indirects
<b>DGEC</b>	Direction générale de l'énergie et du climat
<b>DJU</b>	degrés-jours unifiés
<b>DROM</b>	Départements et régions d'outre-mer
<b>EACEI</b>	enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie
<b>EAPE</b>	enquête annuelle sur la production d'électricité
<b>EAPH</b>	enquête annuelle sur la production d'hydrogène
<b>EARCF</b>	enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid
<b>EDF</b>	Électricité de France
<b>ELD</b>	entreprises locales de distribution
<b>EMAG</b>	esters méthyliques d'acides gras
<b>EnR</b>	énergie renouvelable
<b>ENTSOG</b>	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
<b>ETBE</b>	éther éthyle tertio-butyle
<b>FAB</b>	franco à bord
<b>Fedene</b>	Fédération des services énergie environnement
<b>FFA</b>	Fédération française de l'acier

---

## annexes

---

<b>FOD</b>	fioul domestique
<b>FSRU</b>	<i>floating storage regasification unit</i> ou unité flottante de stockage et de regazéification
<b>GNL</b>	gaz naturel liquéfié
<b>GNV</b>	gaz naturel pour véhicules
<b>GPL</b>	gaz de pétrole liquéfié
<b>GRTgaz</b>	Gestionnaire de réseau de transport du gaz
<b>HVHTE</b>	huiles végétales hydro-traitées essence
<b>HVHTG</b>	huiles végétales hydro-traitées gazole
<b>ICE</b>	<i>Intercontinental Exchange</i>
<b>Ifpen</b>	Institut français du pétrole et énergies nouvelles
<b>Insee</b>	Institut national de la statistique et des études économiques
<b>ISBLSM</b>	institution sans but lucratif au service des ménages
<b>ISDND</b>	installations de stockage de déchets non dangereux
<b>NAF</b>	nomenclature d'activités française
<b>NBP</b>	<i>National Balancing Point</i>
<b>OA</b>	obligation d'achat
<b>OCDE</b>	Organisation de coopération et de développement économiques
<b>ONRE</b>	Observatoire national de la rénovation énergétique
<b>Opep</b>	Organisation des pays exportateurs de pétrole
<b>OREC</b>	Observatoire régional de l'énergie et du climat de la Guadeloupe
<b>PAC</b>	pompes à chaleur
<b>PEG</b>	point d'échange de gaz
<b>PCI</b>	pouvoir calorifique inférieur
<b>PCS</b>	pouvoir calorifique supérieur
<b>PIB</b>	produit intérieur brut
<b>PIR</b>	point d'interconnexion du réseau
<b>Rica</b>	Réseau d'information comptable agricole
<b>RTE</b>	Réseau de transport d'électricité
<b>SARA</b>	Société anonyme de la raffinerie des Antilles
<b>SEI</b>	systèmes énergétiques insulaires
<b>Sifim</b>	services d'intermédiation financière indirectement mesurés
<b>SNCU</b>	Syndicat national de chauffage urbain et de la climatisation urbaine
<b>SNET</b>	Société nationale d'électricité et de thermique
<b>Step</b>	stations de transfert d'énergie par pompage
<b>STEP</b>	stations d'épuration des eaux usées
<b>TBTS</b>	très basse teneur en soufre
<b>TCCFE</b>	taxe communale sur la consommation finale d'électricité
<b>TDCFE</b>	taxe départementale sur la consommation finale d'électricité
<b>TGAP</b>	taxe générale sur les activités polluantes
<b>TICPE</b>	taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
<b>TICFE</b>	taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
<b>TICGN</b>	taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel
<b>TIGF</b>	Transport et infrastructures gaz France
<b>Tirib</b>	taxe intérieure relative à l'incorporation de biocarburants
<b>Tiruert</b>	taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport

---

## annexes

---

<b>TLCFE</b>	taxes locales sur la consommation finale d'électricité
<b>TRS</b>	<i>Trading Region South</i>
<b>TRV</b>	tarifs réglementés de vente
<b>TSC</b>	taxe spéciale de consommation
<b>TTF</b>	<i>Title Transfer Facility</i>
<b>Turpe</b>	tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
<b>UIOM</b>	unité d'incinération des ordures ménagères
<b>UTCATF</b>	utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie
<b>ZNI</b>	zones non interconnectées au réseau d'électricité métropolitain continental

## ABRÉVIATIONS

<b>n.d.</b>	non disponible
<b>Md€</b>	milliard d'euros
<b>M€</b>	million d'euros
<b>Mt</b>	million de tonnes
<b>Mtep</b>	million de tonnes équivalent pétrole
<b>SP95-E10</b>	sans plomb 95 - éthanol 10 %
<b>GW</b>	gigawatt
<b>TWh</b>	térawattheure

## 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](http://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.

Des données et études sur la performance énergétique et la rénovation énergétique du parc de logements sont par ailleurs disponibles sur le site de l'Observatoire national de la rénovation énergétique (ONRE) : [www.ecologie.gouv.fr/observatoire-national-renovation-energetique](http://www.ecologie.gouv.fr/observatoire-national-renovation-energetique).

### Publications annuelles

- *Bilan énergétique de la France en 2024 – Données provisoires*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2024 parue en avril 2025 ;
- *Bilan énergétique de la France en 2024 – Synthèse*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2024 parue en janvier 2026 ;
- *L'activité de la pétrochimie en France en 2024*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2024 parue en juin 2025 ;
- Les prix des produits pétroliers en 2024 : malgré un recul, le niveau des prix reste élevé, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2024 parue en juillet 2025 ;
- *Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2024*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2024 parue en juillet 2025 ;
- *Prix du gaz naturel en France et dans l'Union européenne en 2024*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2024 parue en juillet 2025 ;
- *Les investissements publics dans la R&D en énergie en 2023*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2023 parue en février 2025 ;
- *Les facteurs d'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie en France de 1990 à 2020*, Datalab, dernière édition relative aux données 2020 parue en septembre 2022 ;
- *Les énergies renouvelables en France en 2024 dans le cadre du suivi de la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables – Données provisoires*, Article web, dernière édition relative aux données 2024 parue en juin 2025 ;
- *Chiffres clés de l'énergie – Édition 2025*, Datalab, dernière édition parue en octobre 2025 ;
- *Chiffres clés des énergies renouvelables – Édition 2025*, Datalab, dernière édition parue en septembre 2025 ;
- *Chiffres clés du climat – France, Europe et Monde – Édition 2025*, Datalab, dernière édition parue en novembre 2025.
- *L'hydrogène pur : évaluation des ressources et des usages en France en 2024*, article web, décembre 2025
- *Les réseaux de chaleur et froid en 2024*, Article web, octobre 2025.

### 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.





**Dépôt légal** : mars 2026

| **ISSN** : 2557-8138 (en ligne)

© SDES – *Reproduction partielle autorisée sous réserve de la mention de la source et de l'auteur.*

En 2024, la production d'énergie primaire de la France progresse de 10,2 %. Cette hausse s'explique principalement par la progression, pour la deuxième année consécutive, de la production nucléaire (+ 12,5 % en un an). La production primaire d'énergies renouvelables électriques progresse fortement elle aussi du fait de conditions météorologiques particulièrement favorables à l'hydroélectricité et du développement des capacités éoliennes et photovoltaïques. La consommation primaire d'énergie progressant peu (+ 1,8 % sur un an), le taux d'indépendance énergétique, ratio de la consommation et de la production primaires, s'accroît de 4,6 points, pour s'établir à 61 %. Le solde des échanges physiques diminue de 10 % sur un an. La consommation finale à usage énergétique se stabilise, interrompant la dynamique de baisse régulière observée depuis 2021. Les évolutions sectorielles sont cependant hétérogènes : à climat corrigé, la consommation poursuit sa baisse dans l'industrie (- 1,3 %), se stabilise dans les transports, mais progresse dans le résidentiel (+ 1,0 %) et le tertiaire (+ 2,0 %). La détente des prix de l'énergie se poursuit sur les marchés de gros et les prix aux consommateurs finaux diminuent dans l'ensemble des secteurs hormis le résidentiel. Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 219 milliards d'euros (Md€) pour satisfaire leurs besoins en énergie, soit près de 6 % de moins qu'en 2023. La facture moyenne d'énergie des ménages s'élève à 3 744 € en 2024, soit une hausse de 3 % par rapport à 2023, portée par la dépense en énergie pour le logement.

## Bilan énergétique de la France pour 2024

**Commissariat général au développement durable**

**Service des données et études statistiques**

Sous-direction des statistiques de l'énergie

Tour Séquoia - 92055 La Défense cedex

Courriel : [diffusion.sdes.cgdd@developpement-durable.gouv.fr](mailto:diffusion.sdes.cgdd@developpement-durable.gouv.fr)

[www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr)