



Conjoncture énergétique

Quatrième trimestre 2021

FÉVRIER 2022

La consommation d'énergie a marqué le pas au quatrième trimestre, dans un contexte de regain des incertitudes liées à la crise sanitaire, en fin d'année. Globalement, corrigée du climat et des jours ouvrés, la consommation d'énergie primaire a diminué de 1,3 % par rapport au troisième trimestre. En glissement annuel, elle a augmenté de 3,3 % à climat corrigé et de 5,3 % à climat réel.

La production d'énergie primaire s'est élevée à 27,8 Mtep au quatrième trimestre, en diminution de 2,7 % sur un an. L'arrêt inopiné ou prolongé de centrales en novembre et décembre a généré une baisse de la production nucléaire. En outre, la production électrique renouvelable s'est nettement repliée par rapport à la même période de 2020 (- 12,9 %). Des conditions anticycloniques (faible pluviométrie, peu de vent) ont en effet dominé et ont entraîné une forte baisse de la production d'électricité hydraulique (- 19,6 %) et éolienne (- 11,4 %), que la hausse de la production photovoltaïque n'a pas suffi à compenser.

Le taux d'indépendance énergétique, rapport entre la production et la consommation primaires, s'élève à 47,1 % au quatrième trimestre 2021, en baisse de 3,9 points par rapport au quatrième trimestre 2020. Le renchérissement des énergies s'est accentué. Les prix du gaz naturel et de l'électricité ont augmenté à un rythme très soutenu et atteignent des niveaux historiques en fin d'année. La facture énergétique de la France s'est nettement alourdie en novembre, pour s'établir à 5,9 Md€. Mesurée en cumul sur les douze derniers mois, elle augmente de près de moitié par rapport à la même période de l'année précédente et s'établit à 40,3 Md€.

Au quatrième trimestre 2021, la production d'énergie primaire (voir méthodologie) s'élève à 27,8 Mtep. Elle diminue de 2,7 % en glissement annuel. La filière nucléaire contribue pour 1,7 point à ce recul et s'établit à 25,3 Mtep (soit 91 % de la production primaire, hors énergies renouvelables thermiques et déchets). Le parc nucléaire a été moins disponible en novembre et décembre que l'année précédente. Les réacteurs de deux centrales ont notamment été arrêtés à la suite de détection d'anomalies lors des visites de contrôle

décennal d'une d'entre elles. La production d'électricité renouvelable diminue de 12,9 % sur un an, et contribue significativement à la baisse de la production primaire (- 1,1 point). Un déficit pluviométrique particulièrement marqué à l'automne dans les Alpes explique notamment le repli de la production hydraulique (- 19,6 %). La production éolienne diminue également (- 11,4 %), pénalisée par des conditions de vent peu favorables. À l'inverse, la production photovoltaïque augmente vigoureusement (+ 36,6 %), portée par le développement du parc et un ensoleillement généreux, mais son poids reste relativement faible (9,5 %) dans la production électrique renouvelable.

Consommation et production d'énergie primaire, indépendance énergétique et émissions de CO₂ (séries brutes)

En milliers de tep

Énergie primaire	2021 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production nationale d'énergie primaire	27 772	-2,7	100,0
dont : - pétrole	149	-7,5	0,5
- nucléaire (brut)	25 327	-1,9	91,2
- hydraulique, éolien et photovoltaïque (brut)	2 184	-12,9	7,9
Consommation d'énergie primaire réelle (1)	58 933	5,3	100,0
dont : - charbon	1 705	21,3	2,9
- pétrole (2)	18 119	15,5	30,7
- gaz naturel	11 733	2,8	19,9
- nucléaire et EnR électriques (3)	27 376	-0,3	46,5
Taux d'indépendance énergétique (4)	47,1%	-3,9	
Émissions de CO₂ dues à l'énergie (milliers de	81 894	12,8	

(1) Hors énergies renouvelables thermiques et déchets. Le nucléaire est comptabilisé en équivalent primaire à la production (chaleur dégagée par la réaction nucléaire, puis convertie en électricité).

(2) Hors autoconsommation des raffineries.

(3) Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque.

(4) La variation du taux d'indépendance énergétique est indiquée en points.

Note : le calcul de la consommation totale de produits pétroliers a été revu en août 2020 afin d'exclure l'autoconsommation des raffineries, qui était estimée avec une grande imprécision. Les modifications ont été rétroappliquées sur les mois précédents. Les séries associées, comme la consommation totale d'énergie primaire et le taux d'indépendance énergétique, ont été révisées en conséquence.

Source : calculs SDES, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

La consommation d'énergie primaire réelle s'établit à 58,9 Mtep au quatrième trimestre. Elle progresse de 5,3 % sur un an en raison de températures plus basses qu'à la même époque et d'un niveau d'activité plus élevé, notamment dans les secteurs qui avaient été particulièrement affectés par les mesures de couvre-feu et confinement en vigueur en fin d'année 2020. Corrigée des variations saisonnières, climatiques, et des jours ouvrables, la consommation primaire augmente de 3,3 % en un an. Elle diminue toutefois de 1,3 % entre le troisième et le quatrième trimestres, tirée à la baisse par la consommation d'électricité d'origine nucléaire et issue des énergies renouvelables électriques (-6,3 %). À l'inverse, la consommation primaire de gaz augmente (+4,8 %) en raison principalement d'un recours accru à ce combustible pour la production d'électricité et de chaleur afin de compenser la moindre disponibilité des centrales nucléaires. La demande en produits pétroliers progresse nettement sur le trimestre (+3,5 %) et davantage encore en glissement annuel (+15,0 %). Cette hausse résulte surtout de la reprise de la circulation routière et du transport aérien, très déprimés fin 2020. La consommation de charbon est stable par rapport au trimestre précédent mais augmente fortement sur l'année du fait du redémarrage de l'activité industrielle en 2021, et en particulier dans la sidérurgie, principale branche utilisatrice de charbon.

Évolution de la consommation d'énergie primaire (séries CVS-CVC-CJO)

En %

	T/T-1	T/T-4 (7)
Consommation d'énergie primaire (5)	-1,3	3,3
dont : - charbon	0,0	15,8
- pétrole	3,5	15,0
- gaz naturel	4,8	-2,5
- nucléaire et EnR électriques (6)	-6,3	-1,4

(5) Énergie primaire mesurée en tep.

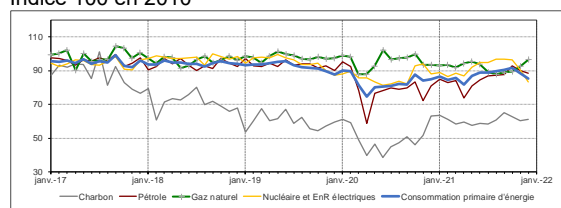
(6) Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque.

(7) Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.

Source : calculs SDES, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

Consommation d'énergie primaire (séries CVS-CVC-CJO)

Indice 100 en 2010



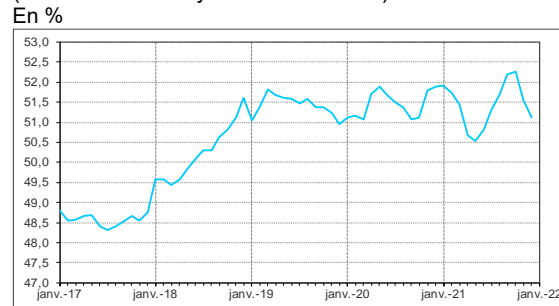
Source : calculs SDES, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

La production d'énergie primaire progressant moins vite que la consommation, le **taux d'indépendance énergétique** diminue de 3,9 points en glissement annuel, pour atteindre 47,1 % au quatrième trimestre 2021. Mesuré en cumul sur une année, il se replie de 0,8 point, à 51,1 %. Les **émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie** progressent de 12,8 % par rapport au quatrième trimestre 2020, en données brutes. En cumul sur les douze derniers mois, le niveau de ces émissions s'inscrit dans la tendance des trois dernières années, en gommant l'effet transitoire de la crise sanitaire, qui a

entraîné une baisse marquée de la consommation primaire d'énergie fossile.

Taux d'indépendance énergétique moyen (série brute en moyenne sur 12 mois)

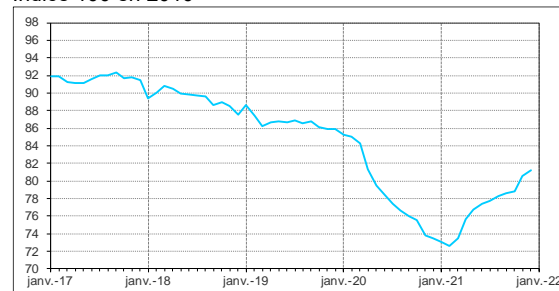
En %



Source : calculs SDES, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

Émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie (série brute, en moyenne sur 12 mois)

Indice 100 en 2010



Note : en moyenne sur les douze derniers mois, les émissions sont à environ 81 % de leur niveau de référence de 2010.

Source : calculs SDES, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

LES COMBUSTIBLES MINÉRAUX SOLIDES

Au quatrième trimestre 2021, la consommation totale de combustibles minéraux solides (CMS) s'élève à 2,7 millions de tonnes (Mt), en hausse de 21 % par rapport à la même période en 2020. Les importations, qui représentent l'essentiel de l'approvisionnement en charbon, augmentent également nettement, à 2,7 Mt.

Bilan trimestriel des combustibles minéraux solides (séries brutes)

En milliers de tonnes

Combustibles minéraux solides (1)	2021 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part (%)
Importations totales nettes	2 653	26,6	
Variations de stocks (2)	-16		
Consommation totale réelle (3)	2 731	20,9	100,0
dont : - centrales électriques	652	234,5	23,9
- sidérurgie	1 392	2,7	51,0

(1) L'écart entre, d'une part, la somme des importations nettes et des variations de stocks et, d'autre part, la consommation provient notamment de décalages temporels entre les sources.

(2) Une variation positive correspond à du déstockage, une variation négative à du stockage.

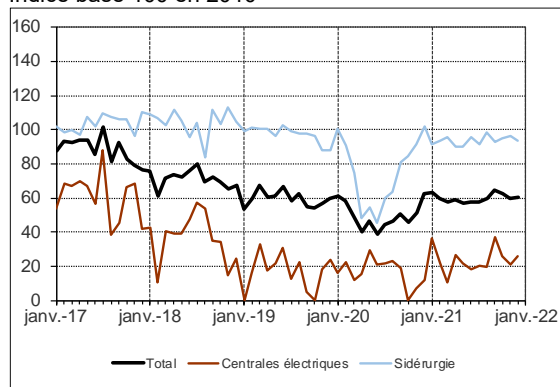
(3) Pour les secteurs consommateurs de combustibles minéraux solides autres que ceux détaillés, la quantité consommée du mois courant est estimée.

Source : calculs SDES, d'après EDF, GazelEnergie et DGDDI

La consommation de charbon pour la fabrication d'acier progresse sur un an (+ 2,7 %, à 1,4 Mt). L'activité de l'industrie sidérurgique, très affectée au début de la crise sanitaire en 2020, avait repris progressivement tout au long de la seconde moitié de 2020, pour retrouver, en novembre, un niveau similaire à celui d'avant la crise. Elle progresse plus modérément depuis.

En glissement annuel, la consommation de charbon-vapeur pour la production d'électricité augmente fortement au quatrième trimestre 2021, à 652 kt. Les centrales à charbon sont de moins en moins sollicitées en appoint des autres centrales électriques, ce rôle étant désormais dévolu aux centrales à gaz. Leur arrêt pour des raisons environnementales a été programmé : ainsi, deux des quatre installations métropolitaines restantes ont été fermées en mars ; il est prévu qu'une troisième soit arrêtée au premier trimestre 2022.

Consommation de combustibles minéraux solides (séries CVS-CVC-CJO) Indice base 100 en 2010



Source : calculs SDES, d'après EDF, GazelEnergie et A3M

Les opérateurs ont stocké des combustibles minéraux solides au cours du trimestre : les stocks des produits charbonniers ont globalement augmenté de 16 kt sur la période. Ils s'élèvent à 1,9 Mt fin décembre 2021, contre 2,7 Mt un an plus tôt. En particulier, les stocks destinés à la production électrique ont nettement diminué par rapport à décembre 2020 (- 0,7 Mt), en raison de l'arrêt définitif de deux installations. Ils représentent moins de la moitié des stocks de combustibles minéraux solides (41 %), soit 13 points de moins qu'il y a un an. La diminution de ces stocks est telle que l'autonomie correspondante a été divisée par cinq (7 mois au rythme actuel annualisé de la consommation, contre 38 mois en décembre 2020).

Évolution trimestrielle de la consommation de combustibles minéraux solides (séries CVS-CVC-CJO)

En %

	T/T-1	T/T-4 *
Consommation totale	0,3	15,4
dont : - centrales électriques	-5,8	107,4
- sidérurgie	0,8	2,7

* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.

Source : calculs SDES, d'après EDF, GazelEnergie

Corrigée des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de combustibles minéraux solides est quasiment stable (+ 0,3 %) entre les troisième et quatrième trimestres 2021. Cette évolution est tirée par celle de la consommation dans la sidérurgie, qui représente 57 % du total.

LES PRODUITS PÉTROLIERS

La consommation totale réelle de produits pétroliers s'élève à 18,1 millions de tonnes (Mt) au quatrième trimestre 2021, en hausse de 15,5 % par rapport à la même période en 2020. Corrigée du climat et des jours ouvrables, elle augmente dans les mêmes proportions.

La demande en carburants routiers est en nette hausse par rapport au quatrième trimestre 2020 (+ 15,5 %). Le niveau des consommations avait en effet été particulièrement bas fin 2020, en raison du confinement en vigueur de novembre à mi-décembre, et du couvre-feu imposé en octobre dans plusieurs agglomérations et élargi ensuite à de nombreux départements. L'évolution de la consommation est très différenciée selon les produits : alors que les ventes de gazole, produit représentant 77 % de la consommation de carburants routiers, augmentent de 11,5 %, celles de supercarburants bondissent de 31,9 %. Les moteurs diesel occupent une part décroissante dans les immatriculations de véhicules neufs.

En particulier, les ventes de SP95-E10 – pouvant contenir jusqu'à 10 % de bioéthanol (contre 5 % pour le SP95 standard) – continuent d'augmenter : elles comptent pour plus de la moitié des ventes de supercarburants (54,5 %, contre 49,9 % au quatrième trimestre 2020).

Les ventes de fioul domestique augmentent très fortement (+ 21,0 %) : en 2020, les consommateurs avaient rempli leurs cuves plus tôt dans l'année, de mars à mai, dans un contexte de prix bas dus à la chute de la demande résultant de la crise sanitaire. Ainsi, les ventes étaient restées relativement faibles au quatrième trimestre. Par rapport à la même période en 2019, les livraisons ont augmenté plus modérément, de 5,2 %. Par ailleurs, la température moyenne a été plus faible, en moyenne, qu'au quatrième trimestre 2020 : corrigée du climat et des jours ouvrables, la consommation augmente à un rythme un peu moins soutenu (+ 13,3 %).

Dans le même temps, les livraisons de gazole non routier s'accroissent de 5,3 %.

Par ailleurs, les livraisons de carburateurs, qui s'étaient effondrées au printemps 2020 en raison des mesures prises pour lutter contre la pandémie, augmentent considérablement (+ 60,2 % par rapport au quatrième trimestre 2020), mais restent à un niveau équivalent seulement aux deux tiers de celui de la même période en 2019. La crise sanitaire continue en effet de peser sur le trafic aérien, qui ne reprend que lentement.

Enfin, les livraisons de GPL, qui représentent 3 % du total, s'accroissent nettement (+ 9,5 % sur un an), à 537 milliers de tonnes.

Production et consommation de produits pétroliers

(séries brutes)

En milliers de tonnes

Produits pétroliers (1)	2021 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production nationale (2)	149	-7,5	
Consommation totale (3)	18 119	15,5	100,0
dont : - total carburants routiers	10 424	15,5	57,5
dont : - supercarburants	2 360	31,9	13,0
- gazole	8 064	11,5	44,5
- fioul domestique	1 579	21,0	8,7
- gazole non routier (4)	1 125	5,3	6,2
- carburéacteurs	1 157	60,2	6,4
- gaz de pétrole liquéfié (GPL)	537	9,5	3,0

(1) Hors soutes maritimes.

(2) Pétrole brut et hydrocarbures extraits du gaz naturel.

(3) À partir de janvier 2019, les données de consommations de bases pétrochimiques sont issues d'une enquête auprès des opérateurs et ne sont plus estimées. Pour les produits pétroliers autres que ceux détaillés, et hormis les consommations de bases pétrochimiques, la quantité consommée du mois courant est en revanche estimée. La consommation exclut par ailleurs l'autoconsommation des raffineries.

(4) Le gazole non routier remplace obligatoirement le fioul domestique depuis le 1^{er} mai 2011 pour certains engins mobiles non routiers, et depuis le 1^{er} novembre 2011 pour les tracteurs agricoles, avec les mêmes spécifications que celles du gazole routier, excepté sa coloration.

Source : calculs SDES, d'après CPDP et DGEC

Évolution de la consommation des produits pétroliers

(séries CVS-CVC-CJO)

En %

Produits pétroliers	T/T-1	T/T-4 (6)
Consommation totale (5)	3,5	15,0
dont : - total carburants routiers	0,9	15,8
dont : - supercarburants	0,2	32,0
- gazole	1,1	11,7
- fioul domestique	10,7	13,3
- gazole non routier	-0,2	5,4
- carburéacteurs	43,1	60,2
- gaz de pétrole liquéfié (GPL)	2,3	4,7

(5) Pour les produits pétroliers autres que ceux détaillés, hormis les consommations de bases pétrochimiques, la quantité consommée du mois courant est estimée.

(6) Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.

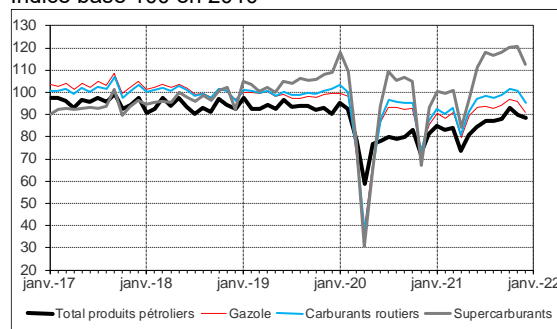
Source : calculs SDES, d'après CPDP

Corrigée des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de produits pétroliers augmente modérément entre les troisième et quatrième trimestres 2021 (+ 3,5 %). Les consommations de carburants routiers – soit 58,3 % du total – progressent légèrement (+ 0,9 %). Celles de GPL s'accroissent à un rythme plus élevé (+ 2,3 %). Par ailleurs, les ventes de carburéacteurs continuent d'augmenter fortement (+ 43,1 %), à la suite de la reprise du trafic aérien. Celles de fioul domestique augmentent également nettement (+ 10,7 %). À l'inverse, les livraisons de gazole non routier diminuent très légèrement (- 0,2 %).

Consommation de produits pétroliers

(séries CVS-CVC-CJO)

Indice base 100 en 2010



Source : calculs SDES, d'après CPDP

LE GAZ NATUREL

La consommation totale réelle¹ de gaz naturel augmente en glissement annuel de 2,8 % au quatrième trimestre 2021. Cette hausse est attribuable aux clients reliés aux réseaux de distribution, dont la consommation progresse de 4,5 % du fait notamment de températures plus froides et d'une activité plus soutenue qu'un an auparavant dans le tertiaire. La consommation des clients reliés directement aux réseaux de transport diminue légèrement (- 0,3 %), tirée à la baisse par une demande moins vigoureuse des gros clients industriels hors énergie. Parmi les clients reliés au réseau de transport, les centrales à cycle combiné au gaz, qui assurent l'ajustement de l'offre et de la demande, ont été en effet davantage sollicitées qu'un an auparavant (+ 8,1 %) du fait notamment de la moindre disponibilité du parc nucléaire. Corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de gaz naturel recule en glissement annuel de 2,5 %.

À 109,0 TWh, les importations nettes de gaz naturel² diminuent de 2,6 % au quatrième trimestre par rapport à leur niveau observé un an auparavant. Cette baisse résulte de la diminution des entrées nettes de gaz naturel gazeux (- 13,9 % en glissement annuel) qui représentent 57 % des importations nettes. À l'inverse, les entrées nettes de gaz naturel sous forme liquéfiée progressent de 17,4 %. La production nationale de gaz naturel (1 454 GWh) correspond essentiellement au biométhane injecté dans les réseaux de transport et de distribution. Elle double quasiment en glissement annuel (+ 83,6 %).

Bilan trimestriel du gaz naturel

(séries brutes) En TWh PCS

Gaz naturel	2021 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Importations nettes	109,0	-2,6	
Production nationale	1,454	83,6	
Soustractions des stocks*	44,0	19,6	
Consommation totale (hors pertes) réelle	152,4	2,8	100,0
dont : - gros clients reliés au réseau de transport	51,1	-0,3	33,5
dont clients CCCG**	13,9	8,1	9,1
- résidentiel-tertiaire, petite industrie	101,2	4,5	66,4

* Positif quand on soutire des quantités des stocks pour les consommer, négatif quand on remplit les stocks.

** Centrales à cycle combiné au gaz.

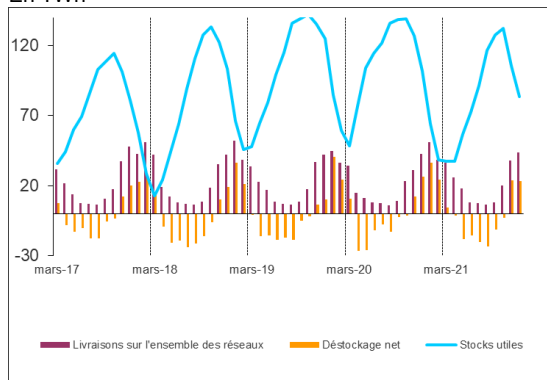
Source : SDES, d'après Dunkerque LNG, Elengy, Fosmax LNG, GRDF, GRTgaz, Storengy et Teréga

¹ Il s'agit de la consommation totale hors pertes (transport, distribution, stockage...).

² Il s'agit des entrées nettes de gaz sur le territoire français, donc exportations déduites et hors transit.

La phase de soutirage des stocks a débuté en novembre. Les stocks ont diminué de 44,0 TWh au quatrième trimestre (+ 19,6 % en glissement annuel). Le niveau des stocks utiles de fin décembre est nettement inférieur à son niveau de l'année précédente (- 18,0 %).

Variations de stocks et livraisons aux consommateurs En TWh



Source : SDES, d'après Dunkerque LNG, Elengy, Fosmax LNG, GRDF, GRTgaz, Storengy et Teréga

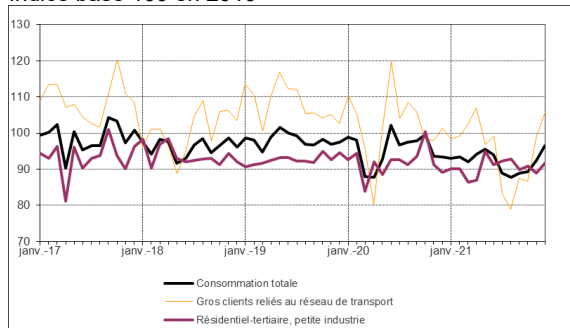
Corrigée des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de gaz naturel augmente de 4,8 % entre les troisième et quatrième trimestres 2021. La hausse est tirée par les livraisons aux clients reliés directement aux réseaux de transport (+ 17,0 %), alors que les livraisons aux clients reliés aux réseaux de distribution diminuent légèrement (- 1,3 %).

Évolution de la consommation totale (hors pertes) de gaz naturel
(séries CVS-CVC-CJO)
En %

Gaz naturel	T/T-1	T/T-4*
Consommation totale (hors pertes) réelle	4,8	-2,5
dont : - gros clients reliés au réseau de transport	17,0	-2,3
- résidentiel-tertiaire, petite industrie	-1,3	-2,6

* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.
Source : SDES, d'après Dunkerque LNG, Elengy, Fosmax LNG, GRDF, GRTgaz, Storengy et Teréga

Consommation totale (hors pertes) de gaz naturel
(séries CVS-CVC-CJO)
Indice base 100 en 2010



Source : SDES, d'après Dunkerque LNG, Elengy, Fosmax LNG, GRDF, GRTgaz, Storengy et Teréga

L'ÉLECTRICITÉ

Au quatrième trimestre 2021, la production totale d'électricité diminue de 2,3 % en glissement annuel, pour s'établir à 134,3 TWh.

La production nucléaire recule de 1,8 % en glissement annuel, à 92,5 TWh, en raison d'une moindre disponibilité du parc nucléaire. Au quatrième trimestre 2021, le nucléaire assure 68,9 % de la production totale d'électricité.

La production hydraulique diminue de 19,6 % sur un an, en raison d'une pluviométrie moyenne plus faible et, par suite, d'une baisse des stocks hydrauliques. Au quatrième trimestre 2021, l'hydraulique assure 9,2 % de la production nationale d'électricité.

La production éolienne recule (- 11,4 % en glissement annuel) et assure 7,8 % de la production nationale d'électricité. La production photovoltaïque augmente (+ 36,6 % en glissement annuel) et représente 1,8 % de la production d'électricité nette.

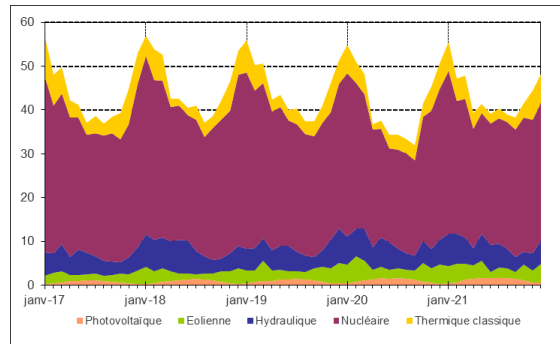
Production d'électricité, échanges et énergie appelée (séries brutes) En GWh

Électricité	2021 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production d'électricité nette	134 332	-2,3	100,0
dont : - nucléaire	92 532	-1,8	68,9
- hydraulique (yc pompages)	12 342	-19,6	9,2
- éolienne	10 493	-11,4	7,8
- photovoltaïque	2 403	36,6	1,8
- production thermique classique	16 561	15,7	12,3
Solde : exportations - importations	1 568	-84,4	
Pompages (énergie absorbée)	2 076	19,2	
Énergie appelée réelle (yc pertes)	130 688	3,9	100,0
dont : - basse tension	57 269	3,5	43,8
- moyenne tension	41 087	5,0	31,4
- haute tension	19 088	2,4	14,6

Source : SDES, d'après CNR, EDF, Enedis, RTE et GazelEnergie

Dans un contexte de baisse des productions nucléaire et hydraulique, les installations thermiques classiques, utilisées comme moyens de pointe pour ajuster l'offre à la demande, ont été plus sollicitées qu'un an auparavant : la production des centrales thermiques classiques s'élève ainsi à 16,6 TWh au quatrième trimestre 2021, soit 15,7 % de plus sur un an. Ces centrales ont assuré 12,3 % de la production nationale d'électricité au quatrième trimestre.

Production d'électricité par filière En TWh



Source : SDES, d'après CNR, EDF, Enedis, RTE et GazelEnergie

L'énergie appelée réelle progresse au quatrième trimestre 2021, de 3,9 % en glissement annuel (et de 1,1 % après correction des variations climatiques et des jours ouvrables). La hausse est portée par toutes les consommations, en moyenne, basse et haute tensions (+ 5,0 %, + 3,5 %, + 2,4 % en glissement annuel, respectivement).

La puissance maximale appelée depuis le réseau de transport au cours du trimestre est de 84,3 GW. Cette pointe de consommation, qui a eu lieu le 22 décembre 2021, est supérieure de 5,8 % à celle du quatrième trimestre 2020.

En raison de la baisse des productions nucléaire et hydraulique, le solde exportateur des échanges physiques diminue au quatrième trimestre en glissement annuel, de 84,4 %. Il recule aux interconnexions frontalières avec la Belgique, l'Allemagne, l'Italie, la Grande-Bretagne et l'Espagne. À l'inverse, il progresse aux interconnexions frontalières avec le Luxembourg, la Suisse et l'Andorre.

En données corrigées des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables, l'énergie appelée augmente très légèrement, de 0,1 % entre les troisième et quatrième trimestres 2021. Les consommations en basse et moyenne tensions augmentent, respectivement, de 0,1 % et 0,5 %. À l'inverse, les consommations en haute tension diminuent de 0,4 %.

Évolution de l'énergie appelée

(séries CVS-CVC-CJO)

En %

Électricité		T/T-1	T/T-4*
Energie appelée		0,1	1,1
dont : - basse tension		0,1	-0,6
- moyenne tension		0,5	3,7
- haute tension		-0,4	0,9

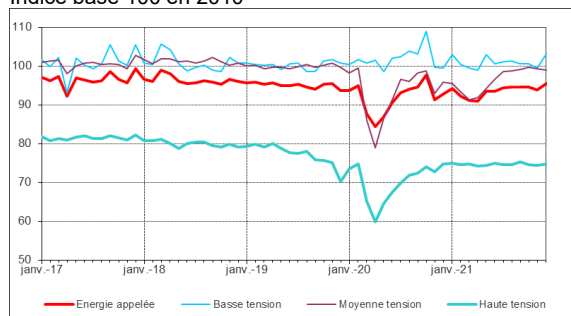
* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.

Source : SDES, d'après CNR, EDF, Enedis, RTE et GazelEnergie

Énergie appelée

(séries CVS-CVC-CJO)

Indice base 100 en 2010



Source : SDES, d'après CNR, EDF, Enedis, RTE et GazelEnergie

LES PRIX ET LES COTATIONS DES ÉNERGIES

Le cours du Brent de pétrole confirme sa reprise au quatrième trimestre et dépasse fin octobre son point haut d'octobre 2018, dans un contexte général de renchérissement des énergies fossiles. Une prévision d'offre plus abondante et le prélèvement dans les stocks stratégiques de plusieurs pays ont permis un reflux temporaire du prix du pétrole à partir de fin octobre, accentué par les menaces de résurgence de l'épidémie de Covid à la fin du mois de novembre. Les cours sont toutefois repartis nettement à la hausse fin décembre, lorsque les anticipations sur l'évolution de la crise et son impact sur la demande énergétique sont devenues plus favorables. Au final, le prix moyen du baril de pétrole sur les marchés internationaux s'est élevé à 79,6 \$ en moyenne au quatrième trimestre, soit 8,3 % de plus qu'au troisième trimestre. Du fait de l'appréciation du dollar vis-à-vis de l'euro, l'augmentation du baril en euros est encore plus nette : + 11,6 %.

Les cours du gaz sur les marchés du nord-ouest de l'Europe poursuivent leur vive ascension, dans un contexte de reprise économique mondiale générant une demande énergétique très soutenue. Malgré une légère baisse en novembre, ils battent fin décembre un record historique, après avoir déjà atteint un sommet en octobre. Une vague de froid dans la plupart des pays européens ainsi que des stocks très bas ont renforcé la demande. En outre, l'offre de gaz naturel est contrainte, notamment en raison de la décision de Gazprom de ne pas faire transiter plus de gaz via l'Ukraine. En moyenne sur le quatrième trimestre 2021, le prix spot du gaz naturel sur le marché NBP à Londres s'est établi à 91,9 €/MWh, soit 93 % de plus qu'au trimestre précédent. Le prix sur le marché TTF des Pays-Bas a suivi la même évolution. Les cours en Europe atteignent ainsi des niveaux jamais observés, six fois supérieurs à leur moyenne des années 2017-2019.

Le prix spot de l'électricité livrable en France a bondi au quatrième trimestre, pour s'établir à 219,4 €/MWh en moyenne, augmentant de 126,8 % par rapport au trimestre précédent. Il subit avec un léger retard la forte élévation du prix du gaz, combustible principalement utilisé dans les centrales thermiques en cas de pic de demande. La vive croissance du prix des quotas de CO₂ dans l'Union européenne alimente aussi la hausse des coûts de production des centrales électriques au charbon et au gaz.

Prix et cotations des énergies

	2021 T4	2021 T3	%	Moyenne des 4 derniers trimestres	
	Valeur	Valeur		Valeur	%*
Cotation					
US\$ en € (courant)	0,874	0,848	3,1	0,8	-3,7
Brent daté (\$/bl)	79,6	73,5	8,3	70,7	69,3
Brent daté (€/bl)	69,5	62,3	11,6	59,9	63,8
Gaz - Spot NBP (€/MWh)	91,9	47,6	93,0	46,2	383,7
Électricité - Spot Base Epex** (€/MWh)	219,4	96,7	126,8	108,2	236,3
Prix à la consommation (TTC)					
SP95 (€/l)	1,64	1,58	4,1	1,55	14,5
Gazole (€/l)	1,54	1,44	7,0	1,43	13,5
Fioul domestique (€/l)	1,03	0,90	14,5	0,90	18,6

* Variation par rapport à la période similaire de l'année précédente.

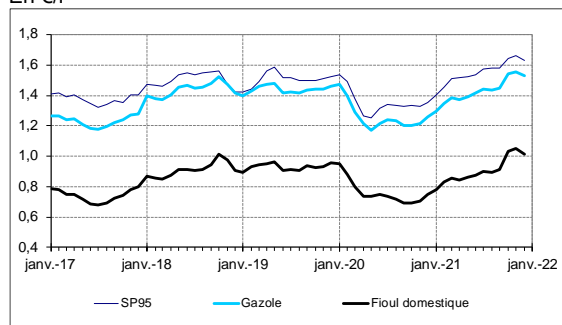
** European Power Exchange.

Sources : DGEC ; Reuters ; Epex (électricité)

La hausse quasi continue des prix des carburants, entamée en novembre 2020, connaît un repli temporaire en décembre 2021. Le prix de l'essence augmente

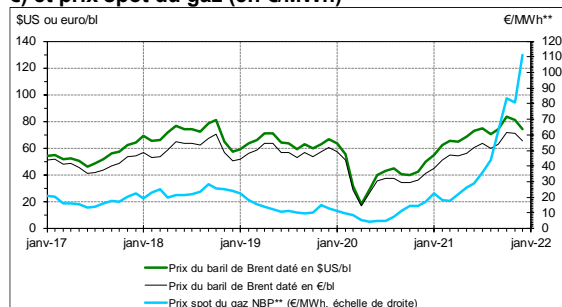
néanmoins de 4,1 % au quatrième trimestre par rapport au trimestre précédent, alors que celui du gazole augmente de 7,0 %. En décembre 2021, leurs prix à la pompe s'élèvent respectivement à 1,63 € et 1,53 € le litre. Le prix du fioul domestique augmente de 14,5 % sur le trimestre, pour s'établir à 1,03 € le litre en moyenne.

Prix à la consommation
En €/l



Source : DGEC

Prix moyen* mensuel du baril de pétrole (en \$US et en €) et prix spot du gaz (en €/MWh)

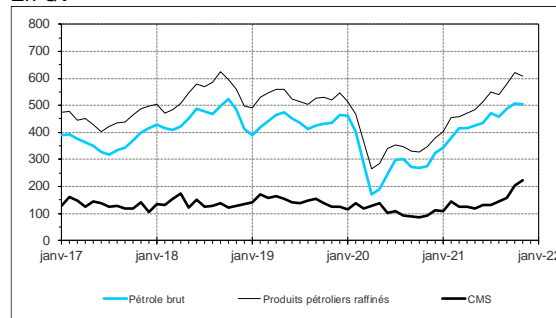


* Prix courants.
** National Balancing Point pour livraison dans un mois (bourse de Londres).
Sources : DGEC ; Reuters

LA FACTURE ÉNERGÉTIQUE (NOVEMBRE 2021)

Le prix moyen du pétrole brut acheté par la France a augmenté quasi continûment depuis novembre 2020, pour atteindre 503 €/t³ en novembre 2021. Le prix moyen à l'importation des produits raffinés s'élève, quant à lui, à 610 €/t. Le prix du charbon s'établit à 224 €/t.

Prix moyens mensuels des énergies importées
En €/t

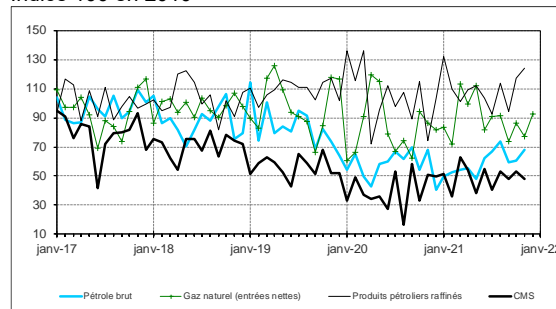


Source : calculs SDES, d'après Douanes

Tiré par la hausse des cours internationaux, le coût du gaz naturel s'alourdit et ce combustible devient le premier poste de la facture énergétique (1,9 Md€ en novembre). La dépense en produits raffinés, nette du produit de leur réexportation, se monte à 1,8 Md€. Elle est également en forte hausse sur les derniers mois, même si elle ralentit quelque peu en novembre. La hausse est alimentée par la croissance des importations nettes en volume ainsi que par l'augmentation tendancielle des prix. Le coût du pétrole brut importé s'établit à 1,7 Md€ en novembre, en hausse de 12 % sur un mois. Il augmente plus modérément sur trois mois du fait d'un ralentissement de l'activité de raffinage. La dépense en charbon augmente également, pesant pour 176 millions en novembre. Pour la première fois depuis septembre 2020, les importations d'électricité dépassent les exportations en novembre 2021. Le solde exportateur d'électricité, qui permet habituellement d'alléger le déficit extérieur, contribue ainsi à creuser celui-ci de 274 M€.

Quantités importées de pétrole, de combustibles minéraux solides et de gaz naturel

Indice 100 en 2010

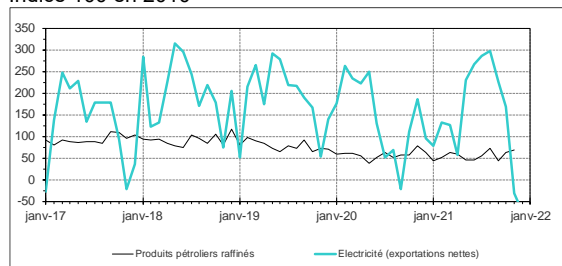


Source : calculs SDES, d'après Douanes

³ Les données de la facture énergétique ne sont disponibles que jusqu'en novembre.

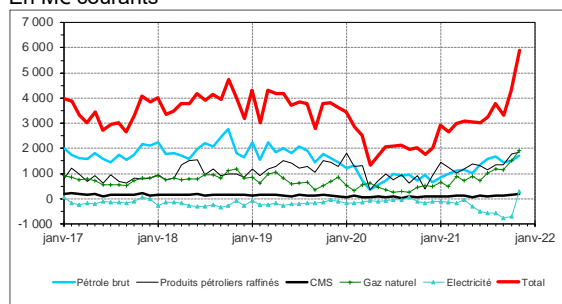
Quantités exportées de produits pétroliers raffinés et d'électricité

Indice 100 en 2010



Source : calculs SDES, d'après Douanes

Facture énergétique mensuelle de la France
En M€ courants



Source : calculs SDES, d'après Douanes

Au total, la facture énergétique de la France s'accroît nettement en novembre, pour s'établir à 5,9 Md€. Mesurée en cumul sur les douze derniers mois, entre décembre 2020 et novembre 2021, elle s'élève à 40,3 Md€. Elle augmente de 46,5 % par rapport aux douze mois précédents, en raison de l'alourdissement de la facture pétrolière et gazière. Seul le solde exportateur d'électricité, en forte hausse globalement sur l'année malgré le déficit enregistré en novembre, contribue à l'allègement de la facture énergétique.

Facture énergétique et prix moyens à l'importation en France

En M€ courants

Facture énergétique (Md€)	Novembre 2021		Octobre 2021		Cumul des 12 derniers mois	
	Valeur	%	Valeur	%	Valeur	%*
Importations totales (I)	7,6	25,3	6,1	25,3	54,2	53,3
dont : - CMS (combustibles minéraux solides)	0,2	-1,8	0,2	1,4	1,4	57,7
- pétrole brut	1,7	11,7	1,5	15,1	15,1	37,7
- produits pétroliers raffinés	2,6	4,1	2,5	22,4	38,3	38,3
- gaz naturel	2,3	35,7	1,7	13,2	13,2	99,1
Exportations totales (E)	1,7	-3,2	1,8	14,0	14,0	76,6
dont : - produits pétroliers raffinés	0,7	5,9	0,7	6,4	6,4	34,7
- électricité	0,6	-36,6	0,9	5,8	5,8	209,6
Facture énergétique (I-E)	5,9	37,0	4,3	37,0	40,3	46,5
dont : - pétrole brut et produits raffinés	3,5	7,3	3,3	31,0	31,0	39,1
- gaz naturel	1,9	25,0	1,5	11,6	11,6	111,2
- électricité	0,3	-139,6	-0,7	-3,7	-3,7	211,3

Prix moyens à l'importation (US\$ ou €)	Novembre 2021		Octobre 2021		Moyenne des 12 derniers mois	
	Valeur	%	Valeur	%	Valeur	%*
Pétrole brut importé (\$/b)	78,4	-2,3	80,2	71,0	71,0	49,6
Pétrole brut importé (€/t)	503,2	-0,7	506,8	437,0	437,0	42,2
Produits pétroliers raffinés importés (€/t)	609,5	-1,9	621,2	504,3	504,3	31,9

* Variation par rapport à la période similaire de l'année précédente.

Source : calculs SDES, d'après Douanes

MÉTHODOLOGIE

Champ et sources

Les bilans énergétiques portent sur la France métropolitaine. Les données sur la facture portent, quant à elles, sur la France entière.

L'énergie primaire

L'énergie primaire est calculée à partir de toutes les données mensuelles disponibles des énergies, c'est-à-dire hors énergies renouvelables thermiques et déchets (bois-énergie, déchets urbains renouvelables...).

Sources : SDES, Météo-France pour les températures moyennes journalières.

Les combustibles minéraux solides

Importations et exportations : Direction générale des douanes et droits indirects (DGDDI) jusqu'au mois précédent, estimation SDES pour le mois le plus récent. Production : GazelEnergie.

Consommation des centrales électriques : Uniper France Power et EDF.

Consommation de la sidérurgie : estimation SDES, d'après une enquête auprès des opérateurs.

Consommation des autres secteurs industriels : estimation SDES.

Stocks : EDF, Uniper France Power, A3M.

Les produits pétroliers

Production nationale : MTE/Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC).

Consommation hors bases pétrochimiques : Comité professionnel du pétrole (CPDP).

Consommation de bases pétrochimiques : enquête du SDES auprès des opérateurs.

Le gaz

Les données proviennent de l'enquête mensuelle sur la statistique gazière du SDES, effectuée auprès des opérateurs d'infrastructures gazières et des principaux fournisseurs de gaz naturel sur le marché français.

L'électricité

Les données de production proviennent des principaux producteurs en France : EDF, CNR et Uniper France Power.

Les données d'échanges extérieurs proviennent de RTE.

Les données de consommation proviennent d'Enedis et de RTE.

Prix et cotations

DGEC, Reuters et NBP (National Balancing Point) pour les cotations du pétrole et du gaz.

Epex pour les prix spot de l'électricité.

La facture énergétique

DGDDI (Prodouane) pour la valeur des importations et exportations.

Banque de France pour la parité du dollar.

Révision des données

Les données du dernier mois sont provisoires et peuvent donner lieu à des révisions, parfois importantes. C'est notamment le cas de la consommation de quelques produits pétroliers (en particulier coke de pétrole, carburateurs), des importations et consommations de charbon hors centrales électriques et des productions éolienne et solaire photovoltaïque.

Définitions

L'**énergie primaire** est l'énergie tirée de la nature (du soleil, des fleuves ou du vent) ou contenue dans les produits énergétiques tirés de la nature (comme les combustibles fossiles ou le bois) avant transformation. Par convention, l'énergie électrique provenant d'une centrale nucléaire est également une énergie primaire.

La **consommation d'énergie primaire** correspond à la consommation d'énergie de tous les acteurs économiques. Elle s'oppose à la consommation d'énergie finale, qui correspond à la consommation des seuls utilisateurs finaux, ménages ou entreprises autres que celles de la branche énergie. L'énergie finale peut être une énergie primaire (consommation de charbon de la sidérurgie par exemple) ou non. L'écart entre les consommations d'énergie primaire et secondaire correspond à la consommation de la branche énergie. Il s'agit pour l'essentiel des pertes de chaleur liées à la production d'électricité.

Pour la note de conjoncture trimestrielle ainsi que pour les séries mensuelles mises à disposition sur le site du SDES, les sources aériennes internationales, dont une évaluation infra-annuelle n'est pas disponible jusqu'à présent, sont incluses dans la consommation nationale d'énergie primaire et sont par conséquent prises en compte dans le calcul du taux d'indépendance énergétique et dans celui des émissions de CO₂. Dans le bilan énergétique de la France annuel, publié par le SDES, elles sont en revanche exclues, conformément aux recommandations internationales relatives aux statistiques de l'énergie établies par les Nations unies et aux pratiques de l'Agence internationale de l'énergie.

Le **taux d'indépendance énergétique** est le ratio de la production nationale d'énergie primaire sur la consommation d'énergie primaire réelle (non corrigée du climat).

Le **pouvoir calorifique supérieur (PCS)** donne le dégagement maximal théorique de chaleur lors de la combustion, y compris la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite lors de la combustion. À l'inverse, le pouvoir calorifique inférieur (PCI) exclut de la chaleur dégagée la chaleur de condensation de l'eau supposée rester à l'état de vapeur à l'issue de la combustion. En pratique, le rapport PCI/PCS est de l'ordre de 90 % pour le gaz naturel, de 91 % pour le gaz de pétrole liquéfié, de 92-93 % pour les autres produits pétroliers et de 95 à 98 % pour les combustibles minéraux solides.

Combustibles minéraux solides (CMS) : dans ce document, le terme « charbon » est utilisé pour désigner l'ensemble des CMS qui regroupent le charbon à l'état brut et les produits solides issus de sa transformation. Les produits bruts couvrent les produits de récupération,

le lignite et la houille, dont le charbon-vapeur est une variété utilisée pour la production d'électricité et/ou de chaleur. Les produits solides transformés à partir du charbon sont le coke et les agglomérés.

Le **coefficient de disponibilité nucléaire (Kd)** : ratio entre la capacité de production réelle et la capacité de production théorique maximale. Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale.

Le **gazole non routier** remplace obligatoirement le fioul domestique depuis le 1^{er} mai 2011 pour certains engins mobiles non routiers, et depuis le 1^{er} novembre 2011 pour les tracteurs agricoles, avec les mêmes spécifications que celles du gazole routier, excepté sa coloration.

Émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie

Les émissions de CO₂ calculées dans cette publication sont celles issues de la combustion d'énergie fossile. Elles représentent près de 95 % des émissions totales de CO₂ et environ 70 % des émissions de gaz à effet de serre (GES).

Le calcul du SDES consiste à appliquer des facteurs d'émissions moyens aux consommations d'énergies fossiles (produits pétroliers, gaz et combustibles minéraux solides), hors usages non énergétiques des produits pétroliers (pour le gaz naturel, il n'est pas possible d'estimer ces usages en mensuel). En revanche, les inventaires officiels (données annuelles) en matière d'émissions de GES et de CO₂ en particulier font appel à une méthodologie beaucoup plus complexe, nécessitant des données plus détaillées. Comparées à un inventaire officiel, ces estimations présentent d'autres différences de périmètre, telles que la non-prise en compte des DROM, des déchets non renouvelables ou encore la prise en compte des sources aériennes internationales.

Correction des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables (CVS-CVC-CJO)

Bien souvent, les séries sont sensibles aux saisons, à la météorologie et au nombre de jours ouvrables. Ainsi, la consommation des énergies utilisées pour le chauffage est plus élevée l'hiver que l'été et augmente d'autant plus que les températures sont basses. L'énergie consommée pour le chauffage au cours d'une journée est proportionnelle au nombre de « degrés-jours », c'est-à-dire à l'écart entre la température moyenne de la journée et un seuil fixé à 17 °C, lorsque la température est inférieure à ce seuil. À titre d'exemple, en dessous de 17 °C, une baisse d'un degré de la température conduit à une consommation supplémentaire de gaz distribué de l'ordre de 1,25 TWh par mois.

La série corrigée des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables (CVS-CVC-CJO), construite à partir de la série initiale dite « série brute », permet de neutraliser l'effet des saisons, de la météorologie et des jours ouvrables pour faire ressortir

à la fois les tendances de fond et les évolutions exceptionnelles. Contrairement au « glissement annuel », où, pour éliminer la saisonnalité, on compare un mois avec le même mois de l'année précédente, la série CVS-CVC permet de comparer directement chaque mois avec le mois précédent. Cela lui confère deux avantages. D'une part, l'interprétation d'un mois ne dépend que du passé récent et non d'événements survenus jusqu'à un an auparavant. D'autre part, on détecte tout de suite les retournements et on mesure correctement les nouvelles tendances sans retard. La série CJO permet de neutraliser l'impact des nombres inégaux de jours ouvrables d'un mois à l'autre, de la même façon que la série CVS-CVC neutralise l'impact des différentes saisons et du climat. La combinaison des CVS, CVC, CJO permet de fournir une information sur l'évolution instantanée des phénomènes économiques, abstraction faite des phénomènes calendaires explicables naturels.

Pour en savoir plus, consulter le site www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr, rubrique « Tous les concepts ».

La nouvelle valeur de la série brute est intégrée chaque mois dans le calcul des profils historiques. Les coefficients saisonniers ainsi que les coefficients climatiques et la correction des jours ouvrables sont donc réestimés chaque mois, ce qui peut faire réviser très légèrement la série CVS-CVC-CJO. La structure des modèles est validée une fois par an. Les séries CVS-CVC-CJO sont désaisonnalisées par le SDES. Certaines séries ne présentent pas de saisonnalité, de sensibilité au climat ou aux jours ouvrés détectables.

La correction des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables est faite au niveau le plus fin des séries, les séries d'ensemble étant obtenues par agrégation des séries élémentaires.

L'ensemble des séries corrigées des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrés ont été révisées en septembre 2018. Plusieurs modifications ont en effet été apportées à la méthode de désaisonnalisation des séries :

- La modélisation de la saisonnalité est désormais non paramétrique (modélisation X13-ARIMA), et non plus paramétrique (modélisation Tramo/Seats), pour des raisons d'harmonisation au sein du service statistique

public.

- La correction des variations climatiques est désormais limitée a priori aux séries de consommation dont une part est soumise au chauffage. Ainsi, dans une première étape, pour les séries supposées sujettes aux variations climatiques, les degrés-jours unifiés (DJU, différence entre la température extérieure et une température de référence) ont été intégrés pour les mois de la période de chauffe (janvier à mai puis octobre à décembre). Dans une seconde étape, les régresseurs non significatifs sont supprimés un par un jusqu'à ce qu'il ne reste que des régresseurs significatifs au seuil de 10 %.
- L'étendue de la désaisonnalisation est désormais réduite. En effet, pour chaque série, la date de départ est fixée, sauf exception, à 2008, afin de mieux refléter l'influence actuelle du climat. Cette désaisonnalisation principale est ensuite raccordée à une seconde désaisonnalisation prenant comme année de départ 1990, pour les données antérieures à 2008.

Les données des séries désaisonnalisées ne sont, par ailleurs, mises à jour que sur une fenêtre de cinq ans désormais. Ainsi, les valeurs avant janvier 2016 sont figées et les révisions mensuelles n'affecteront que la période après cette date.

Diffusion

Les séries longues (anciennement base Pegase) sont disponibles sur le site internet du SDES :

www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-mensuelles-de-lenergie.

Alexandru ANDREI, SDES
Virginie ANDRIEUX, SDES
Evelyne MISAK, SDES

Directrice de publication : Béatrice Sédillot

Dépôt légal : février 2022

ISSN : 2557-8510 (en ligne)

Commissariat général au développement durable

Service des données et études statistiques

Sous-direction des statistiques de l'énergie

Tour Séquoia - 92055 La Défense cedex

Courriel : diffusion.sdes.cgdd@developpement-durable.gouv.fr

www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr