



D A T A **Essentiel** **L A B**

Commissariat général au développement durable

Conjoncture énergétique Quatrième trimestre 2019

FÉVRIER 2020

Au quatrième trimestre 2019, la production d'énergie primaire s'élève à 28,0 Mtep, en baisse de 7,9 % sur un an. La production nucléaire baisse en effet de 11,2 %, en raison d'un volume d'arrêts non prévus plus important. La production d'électricité renouvelable (hydraulique, éolienne et photovoltaïque) est, quant à elle, en forte hausse, de 38,5 % sur un an. La pluviométrie très excédentaire a en effet entraîné un rebond de 50,3 % sur un an de la production hydraulique, après trois trimestres de baisse. La production éolienne progresse également nettement (+ 30,0 % en glissement annuel). À l'inverse, la production d'électricité photovoltaïque baisse (- 6,2 % sur un an), malgré les nouvelles capacités installées, du fait d'un ensoleillement déficitaire sur la quasi-totalité de la France. La consommation d'énergie primaire réelle, à 59,7 Mtep, baisse de 4,9 % en glissement annuel, dans un contexte de températures proches de celles du quatrième trimestre 2018. La baisse concerne l'ensemble des énergies. La consommation diminuant moins vite que la production, le taux d'indépendance énergétique diminue en conséquence de 1,5 %, en glissement annuel, au quatrième trimestre 2019, à 46,9 %. En cumul sur les douze derniers mois, il baisse également de 0,7 point, à 49,3 %. La facture énergétique de la France baisse légèrement en novembre, pour s'établir à 3,7 Md€, profitant de la baisse de celle des produits pétroliers. Mesurée en cumul sur les douze derniers mois, entre décembre 2018 et novembre 2019, elle s'élève à 44,7 Md€, en baisse de 5,3 % par rapport à la même période de l'année précédente.

Au quatrième trimestre 2019, la production d'énergie primaire (voir méthodologie) s'élève à 28,0 Mtep, en baisse de 7,9 % par rapport au quatrième trimestre 2018. Celle-ci s'explique par la forte diminution de la production nucléaire, de 11,2 % sur un an, à 25,1 Mtep, du fait notamment d'un volume d'arrêts imprévus plus

important (maintenances allongées, mouvements sociaux, etc.). Cette diminution masque la forte hausse de la production d'électricité renouvelable, tirée notamment par celle de la production hydraulique (+ 50,3 %), dont le rebond après trois trimestres de baisse s'explique par une pluviométrie excédentaire. La production éolienne connaît également une forte augmentation, de 30 % sur un an. En raison d'un ensoleillement déficitaire, et malgré les nouvelles capacités installées, la production photovoltaïque baisse, quant à elle, de 6,2 % par rapport au même trimestre de l'année précédente.

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

En milliers de tep

Énergie primaire	2019 T4		
	Quantité	Évolution (%) T / T-4	Part en %
Production nationale d'énergie primaire	27 981	-7,9	100,0
dont : - pétrole	189	-2,9	0,7
- nucléaire (brut)	25 062	-11,2	89,6
- hydraulique, éolien et photovoltaïque (brut)	2 696	38,5	9,6
Consommation d'énergie primaire réelle (1)	59 660	-4,9	100,0
dont : - charbon	1 466	-20,5	2,5
- pétrole	19 660	-1,9	33,0
- gaz naturel	11 569	-0,8	19,4
- nucléaire et EnR électriques (2)	26 964	-7,5	45,2

Taux d'indépendance énergétique (3)	46,9%	-1,5
Émissions de CO₂ dues à l'énergie (milliers de t CO₂)	87 074	-3,6

(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) Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque.

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

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

La consommation d'énergie primaire réelle s'établit à 59,7 Mtep au quatrième trimestre, en baisse

substantielle de 4,9 % sur un an. Cette baisse est portée par celle de la consommation d'énergie nucléaire, mais pas seulement. La consommation de produits pétroliers baisse en effet de 1,9 % sur un an, en raison d'une chute des consommations de fioul domestique et gazole non routier sur un an, et malgré la hausse de la consommation des carburants routiers. Corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la consommation d'énergie primaire diminue également, de 5,1 %, par rapport au quatrième trimestre 2018.

En données corrigées des variations saisonnières, climatiques, et des jours ouvrables, la consommation d'énergie primaire baisse de 2,6 % entre les troisième et quatrième trimestres 2019. Le charbon, le pétrole, le gaz naturel et le nucléaire contribuent chacun à cette baisse, avec une ampleur variable.

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

	T/T-1	T/T-4 (5)
Consommation d'énergie primaire (3)	-2,6	-5,1
dont : - charbon	-6,5	-17,8
- pétrole	-1,3	-3,9
- gaz naturel	-3,3	-0,2
- nucléaire et EnR électriques (4)	-2,9	-7,1

(3) Énergie primaire mesurée en tep.

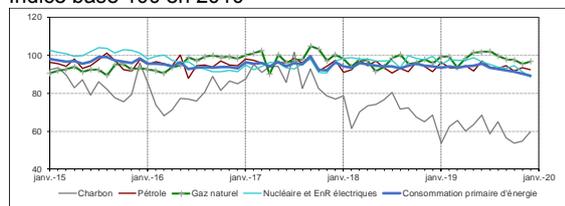
(4) Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque.

(5) 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 base 100 en 2010



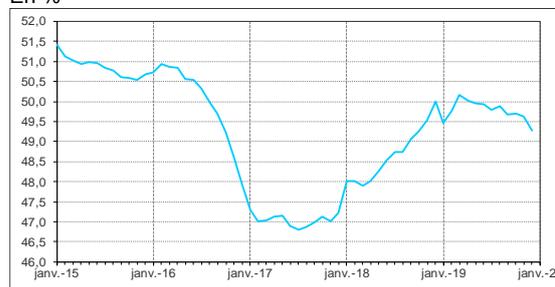
Source : calculs SDES, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

La consommation diminuant moins vite que la production, le **taux d'indépendance énergétique** baisse de 1,5 point en un an, s'établissant à 46,9 % au quatrième trimestre. Mesuré en cumul sur une année, entre janvier et décembre 2019, il baisse de 0,7 point, à 49,3 %.

Les centrales thermiques à combustibles fossiles ont été moins fortement utilisées ce trimestre (- 3,7 % sur un an). Ainsi, malgré la hausse de la consommation de carburants routiers, les **émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie** sont en baisse de 3,6 % par rapport au quatrième trimestre 2018, en données brutes. En cumul sur les douze derniers mois, ces émissions reculent également, de 1,8 %.

Taux d'indépendance énergétique moyen (série brute en année mobile)

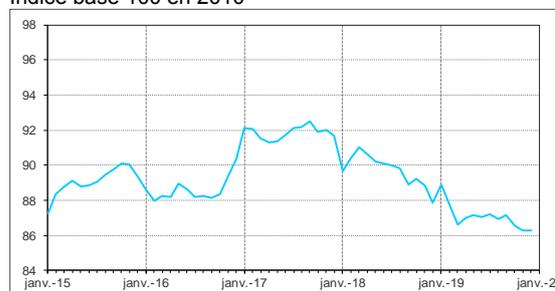
En %



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 base 100 en 2010



Note : en moyenne sur les douze derniers mois, les émissions sont à environ 88 % 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 2019, la consommation totale de combustibles minéraux solides (CMS) s'élève à 2,4 millions de tonnes (Mt), en forte baisse de 21 % par rapport à la même période en 2018. Face à cette faible demande, les importations, qui représentent l'essentiel de l'approvisionnement en charbon, ont aussi nettement reculé (- 29 %), à 2,6 Mt.

Bilan trimestriel des combustibles minéraux solides (séries brutes)

En milliers de tonnes

Combustibles minéraux solides (1)	2019 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part (%)
Importations totales nettes	2 630	-29,1	
Variations de stocks (2)	197		
Consommation totale réelle (3)	2 361	-20,7	100,0
dont : - centrales électriques	278	-55,4	11,8
- sidérurgie	1 327	-15,7	56,2

(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 : calcul SDES d'après EDF, GazelEnergie et Douanes

La consommation de charbon-vapeur pour la production d'électricité, en France métropolitaine, est restée très faible au quatrième trimestre, avec une

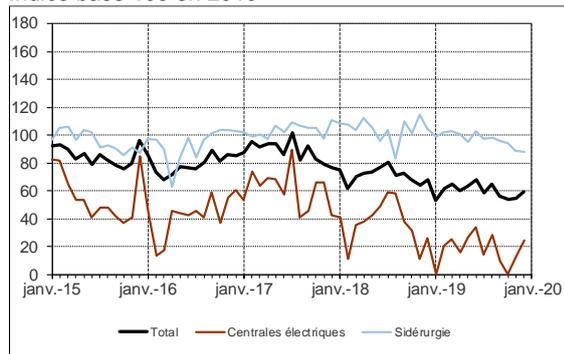
baisse de 55 % par rapport au même trimestre il y a un an. À 278 kilotonnes (kt), elle est ainsi à son niveau le plus bas pour cette période de l'année depuis le début des mesures en 1981. Les installations thermiques à charbon ont notamment pâti de la poursuite de la forte chute du prix du gaz, qui a dégradé leur compétitivité relative (+ 10 % pour la consommation de gaz naturel des centrales à cycle combiné au gaz, voir ci-dessous).

Par ailleurs, la production continue d'être limitée par des mouvements sociaux sur les sites de production, survenus en réaction aux conditions de l'arrêt de l'exploitation du charbon prévu dans les années qui viennent. Une des quatre centrales métropolitaines n'a ainsi pas produit ce trimestre.

Corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la consommation des centrales diminue aussi nettement, mais moins fortement (- 37,2 %).

Dans le même temps, la consommation de charbon pour la fabrication d'acier a reculé sensiblement en glissement annuel, surtout en novembre et décembre, en raison notamment d'arrêts de maintenance. Par rapport au dernier trimestre de l'année précédente, elle baisse de 15,7 %, à 1,4 Mt, dans le sillage de la production de fonte.

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



Source : calcul SDES d'après EDF, GazelEnergie et FFA

Les opérateurs ont déstocké des produits charbonniers, surtout en novembre (172 kt), puis décembre (78 kt), d'où un déstockage important sur le trimestre, de 197 kt. Les stocks sont en légère baisse sur un an, à 2,0 Mt fin décembre 2019, contre 2,1 Mt un an plus tôt. En particulier, les stocks destinés à la production électrique ont diminué par rapport à décembre 2018 (- 0,2 Mt). Ils représentent ainsi les trois quarts de l'ensemble des stocks de CMS, soit 8 points de moins qu'il y a un an. La consommation des centrales ayant fortement chuté depuis plusieurs mois, l'autonomie correspondant à ces stocks a quasiment été multipliée par quatre par rapport à fin décembre 2018 (31,1 mois au rythme actuel annualisé de la consommation, contre 8,3 mois en 2018).

Évolution trimestrielle de la consommation de combustibles minéraux solides

(séries CVS-CVC-CJO)

En %

	T/T-1	T/T-4 *
Consommation totale	-6,6	-18,0
dont : - centrales électriques	-30,4	-37,2
- sidérurgie	-7,3	-15,7

* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.

Source : calcul SDES, d'après EDF, GazelEnergie

Corrigée des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de CMS est en repli sensible entre les troisième et quatrième trimestres 2019 (- 6,6 %).

LES PRODUITS PÉTROLIERS

La consommation totale réelle de produits pétroliers s'élève à 19,7 millions de tonnes (Mt) au quatrième trimestre 2019, en repli sensible de 1,9 % par rapport à la même période en 2018. Corrigée du climat et des jours ouvrables, cette consommation diminue davantage (- 3,9 %).

Le repli global en glissement annuel est d'abord imputable aux livraisons de fioul domestique : comptant pour un peu plus de 7 % de la consommation totale, elles ont chuté de 18,6 % par rapport au quatrième trimestre 2018. La consommation de fioul domestique suit une tendance baissière depuis plusieurs années, à mesure que son utilisation comme énergie de chauffage est remplacée par d'autres sources moins polluantes. Ses ventes peuvent néanmoins fortement varier d'un trimestre à l'autre, au gré des choix de remplissage des cuves par les consommateurs, en fonction du prix ou des températures. L'approvisionnement semble ainsi avoir été concentré en 2019 au mois de septembre, alors qu'il avait eu lieu principalement en octobre en 2018, expliquant la hausse annuelle observée au troisième trimestre 2019, suivie de la forte baisse ce trimestre. Les craintes d'une flambée des prix, dans le contexte de l'attaque des drones en Arabie saoudite, ont pu contribuer à une anticipation des achats par précaution.

Dans le même temps, les consommations de gazole non routier se sont également nettement repliées (- 4,7 %), à 1,0 Mt. Les livraisons de carburateurs ont légèrement reculé (- 0,4 %). Par ailleurs, les ventes d'autres produits ont fortement diminué en glissement annuel, notamment celles de coke de pétrole, utilisé dans l'industrie, qui ont considérablement décliné, surtout en octobre.

Le recul de la consommation totale de produits pétroliers est toutefois atténué par la hausse de celles de carburants routiers (+ 0,9 %), qui en représentent un peu plus de la moitié. Cette augmentation est le résultat d'évolutions contrastées selon les produits : l'érosion des ventes de gazole se poursuit (- 0,8 %, à 8,4 Mt), tandis que celles de supercarburants continuent d'augmenter (+ 8 %, à 2,0 Mt), ce qui traduit le rééquilibrage en cours du parc automobile vers les véhicules essence. La part des ventes de SP95-E10 – qui peut contenir jusqu'à 10 % de bioéthanol (contre 5 % pour le SP95 standard) – dans celles des supercarburants s'est encore accrue, dans le même temps, pour atteindre 49,4 % au quatrième trimestre, soit 4,1 points de plus qu'un an auparavant. La hausse

observée est imputable notamment au mois de décembre. Les consommations de carburants routiers avaient en effet atteint en fin d'année 2018 un niveau particulièrement bas, ce qui pouvait s'expliquer par l'effet des mobilisations hebdomadaires dites des « gilets jaunes » débutées à la mi-novembre 2018, et qui s'étaient traduites par de nombreux blocages et ralentissements de la circulation routière, la gêne de l'approvisionnement des distributeurs et la probable prudence d'automobilistes, dissuadés d'utiliser leur véhicule dans ce contexte. En comparaison, le point de décembre 2019 apparaît donc en forte hausse sur un an.

Production et consommation de produits pétroliers (séries brutes)

En milliers de tonnes

Produits pétroliers (1)	2019 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production nationale (2)	189	-2,9	
Consommation totale (3)	19 660	-1,9	100,0
dont : - total carburants routiers	10 535	0,9	53,6
dont : - supercarburants	2 148	8,5	10,9
- gazole	8 386	-0,8	42,7
- fioul domestique	1 429	-18,6	7,3
- gazole non routier (4)	1 022	-4,7	5,2
- carburéacteurs	1 656	-0,4	8,4
- gaz de pétrole liquéfié (GPL)	494	3,7	2,5

(1) Hors soutes maritimes.

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

(3) Pour les produits pétroliers autres que ceux détaillés, la quantité consommée du dernier mois du trimestre est estimée.

(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 : calcul SDES d'après CPDP et DGE

Évolution de la consommation des produits pétroliers (séries CVS-CVC-CJO)

En %

Produits pétroliers	T/T-1	T/T-4*
Consommation totale	-1,3	-3,9
dont : - total carburants routiers	0,7	1,1
dont : - supercarburants	1,7	9,3
- gazole	0,4	-0,8
- fioul domestique	-11,0	-17,6
- gazole non routier	-5,0	-3,0
- carburéacteurs	-1,7	-0,4
- gaz de pétrole liquéfié (GPL)	0,8	4,2

* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.

Source : calcul SDES d'après CPDP

Corrigée des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de produits pétroliers fléchit légèrement entre les troisième et quatrième trimestres 2019 (- 1,3 %).

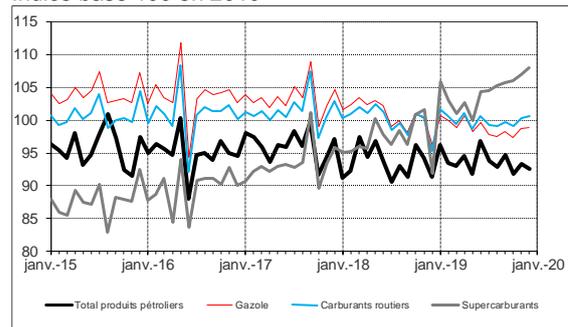
Cette contraction est fortement influencée par celle des consommations de fioul domestique et de gazole non routier (- 11,0 % et - 5,0 % respectivement), ainsi que celles de carburéacteurs (- 1,7 %).

En revanche, les ventes de carburants routiers ont progressé (+ 0,7 %), portées par celles de gazole, qui représentent toujours plus de 78 % de ces

consommations. Les grèves ayant eu lieu en décembre contre le projet de réforme des retraites du gouvernement, conduisant au dysfonctionnement de plusieurs réseaux de transports publics, ont pu conduire à une plus grande utilisation de la voiture. Le prix du gazole a par ailleurs baissé sur la période, particulièrement en octobre puis en novembre, avec un recul de 1,4 % sur le trimestre. En parallèle, les ventes de supercarburants continuent d'augmenter (+ 1,7 %).

Consommation de produits pétroliers (séries CVS-CVC-CJO)

Indice base 100 en 2010



Source : calcul SDES d'après CPDP

LE GAZ NATUREL

À 136,1 TWh, les importations nettes de gaz naturel¹ augmentent de 5,3 % au quatrième trimestre par rapport à leur niveau observé un an auparavant. Cette hausse est portée par les entrées nettes de gaz naturel liquéfié, qui poursuivent leur progression (+ 54,9 % sur un an), alors que les entrées nettes de gaz naturel par gazoduc diminuent de 20,7 % en glissement annuel. Le gaz naturel liquéfié compte ainsi ce trimestre pour la moitié du total des importations nettes de gaz naturel, par rapport à un tiers il y a un an.

À 431 GWh, la production nationale de gaz naturel progresse en glissement annuel de 72,3 % au quatrième trimestre, portée par les 381 GWh de biométhane injectés dans les réseaux de transport et de distribution. Cette production a en effet progressé de 73,2 % en l'espace d'un an, confirmant le développement de la filière.

Bilan trimestriel du gaz naturel

(séries brutes)

En TWh PCS

Gaz naturel	2019 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Importations nettes	136,1	5,3	
Production nationale	0,431	72,3	
Soustractions des stocks*	14,6	-35,8	
Consommation totale (hors pertes) réelle	150,3	-0,8	100,0
dont : - gros clients reliés au réseau de transport	54,3	-2,7	36,1
dont clients CCOG**	15,5	9,7	10,3
- résidentiel-tertiaire, petite industrie	98,0	0,3	63,9

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

** Centrales à cycle combiné au gaz.

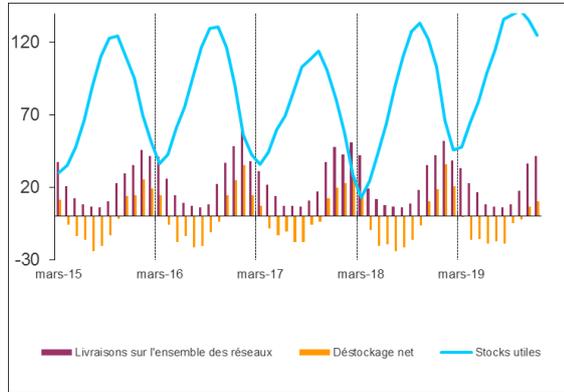
Source : SDES, d'après Dunkerque LNG, Elengy, Fosmax LNG, GRDF, GRTgaz, Storengy et Teréga

La phase de remplissage des stocks avait débuté exceptionnellement en mars cette année, contre avril les

¹ Il s'agit des entrées nettes de gaz sur le territoire français, donc exportations déduites et hors transit.

années précédentes. Les stocks ont progressé de 14,6 TWh ce trimestre, soit 35,8 % de moins qu'au quatrième trimestre 2018. Le niveau des stocks utiles de fin décembre reste toutefois nettement supérieur à son niveau d'il y a un an (+ 21 %).

Variations de stocks et livraisons aux consommateurs
En TWh



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

La consommation totale réelle² de gaz naturel diminue en glissement annuel de 0,8 % au quatrième trimestre 2019. Cette baisse concerne principalement les livraisons aux clients reliés aux réseaux de transport (- 2,7 %), tandis que celles aux petits clients reliés au réseau de distribution progressent (+ 0,3 %). Sans celles destinées aux centrales à cycle combiné au gaz (CCCG), qui ont augmenté de 10 % en un an, la consommation des gros clients reliés au réseau de transport diminue de 7,3 %, toujours en glissement annuel. Corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de gaz naturel recule légèrement en glissement annuel, de 0,2 %.

Corrigée des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de gaz naturel diminue de 3,3 % entre les troisième et quatrième trimestres 2019. Cette baisse concerne les livraisons aux clients reliés aux réseaux de transport (- 9,4 %), tandis que celles aux petits clients reliés aux réseaux de distribution augmentent (+ 0,7 %).

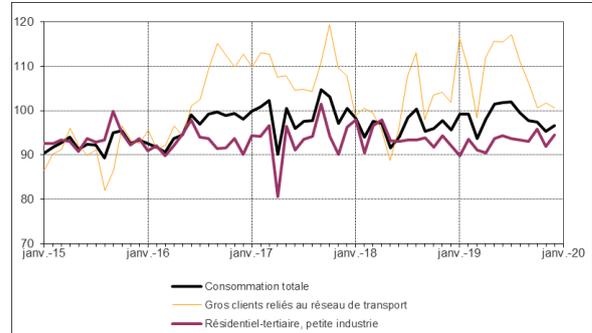
Évolution de la consommation totale (hors pertes) de gaz naturel
(séries CVS-CVC-CJO)
En %

Gaz naturel	T/T-1	T/T-4*
Consommation totale (hors pertes) réelle	-3,3	-0,2
dont : - gros clients reliés au réseau de transport	-9,4	-2,4
- résidentiel-tertiaire, petite industrie	0,7	1,1

* 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 2019, la production totale d'électricité diminue de 2,7 % en glissement annuel, pour s'établir à 138,1 TWh.

La production nucléaire recule de 11,5 % en glissement annuel, à 91,3 TWh, du fait notamment d'une forte indisponibilité non planifiée des centrales (maintenances prolongées, mouvements sociaux, etc.). Au quatrième trimestre 2019, le nucléaire assure 66,1 % de la production totale d'électricité.

Après trois trimestres consécutifs de baisse, la production hydraulique augmente nettement, de 50,3 % sur un an, en raison d'une pluviométrie moyenne excédentaire. Cette forte hausse, répartie sur les trois mois du trimestre, a permis de compenser en partie la baisse de la production nucléaire.

La production éolienne progresse également nettement (+ 30,0 % en glissement annuel). À l'inverse, la production photovoltaïque recule (- 6,2 % en glissement annuel), du fait d'un ensoleillement déficitaire sur la quasi-totalité de la France, en particulier en novembre.

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

Électricité	2019 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production d'électricité nette	138 136	-2,7	100,0
dont : - nucléaire	91 282	-11,5	66,1
- hydraulique (yc pompages)	18 172	50,3	13,2
- éolienne	11 498	30,0	8,3
- photovoltaïque	1 454	-6,2	1,1
- production thermique classique	15 728	-3,7	11,4

Solde : exportations - importations	9 239	-21,4
Pompages (énergie absorbée)	1 629	-8,8

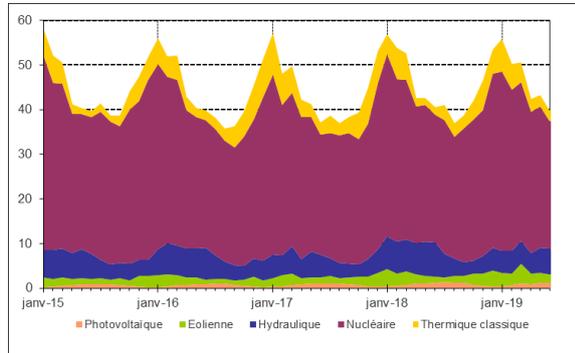
Énergie appelée réelle (yc pertes)	127 069	-0,9	100,0
dont : - basse tension	54 629	0,1	43,0
- moyenne tension	40 704	-1,0	32,0
- haute tension	18 670	-7,3	14,7

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

La production des centrales thermiques classiques s'élève à 15,7 TWh au quatrième trimestre, en diminution sur un an de 3,7 %. Elles ont assuré 11,4 % de la production nationale d'électricité.

² Il s'agit de la consommation totale hors pertes (transport, distribution, stockage...).

Production d'électricité par filière
En TWh



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

L'énergie appelée réelle recule au quatrième trimestre 2019, de 0,9 % en glissement annuel. Cette baisse concerne principalement les consommations en haute tension, qui diminuent de 7,3 % sur un an, les grèves de fin d'année ayant notamment conduit à une baisse de l'activité ferroviaire. Elle concerne également les consommations en moyenne tension, dans une moindre mesure (- 1,0 % sur un an). À l'inverse, les consommations en basse tension augmentent légèrement, de 0,1 % sur un an. La tendance générale à la baisse observée depuis le début d'année 2018 se confirme donc. Corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, l'énergie appelée diminue également, de 1,2 % en glissement annuel. La basse tension progresse de 0,4 %, tandis que les moyenne et haute tensions diminuent respectivement de 0,5 % et 7,3 %.

La puissance maximale appelée depuis le réseau de transport au cours du trimestre est de 80,5 GW. Cette pointe de consommation, qui a eu lieu le 4 décembre 2019, est inférieure de 4,7 % à celle du quatrième trimestre 2018.

Au quatrième trimestre, le solde exportateur des échanges physiques recule de 21,4 %. Il se dégrade aux interconnexions frontalières avec la Belgique, l'Espagne et la Grande-Bretagne, mais s'améliore en revanche aux interconnexions avec l'Allemagne.

En données corrigées des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables, l'énergie appelée recule de 0,3 % entre les troisième et quatrième trimestres 2019. La haute tension diminue de 4,3 %. A contrario, les basse et moyenne tensions augmentent légèrement, respectivement de 0,7 % et 0,6 %.

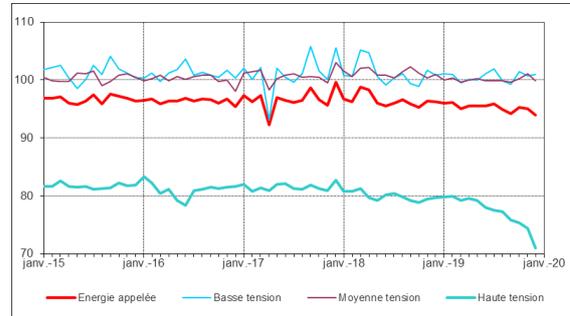
Évolution de l'énergie appelée
(séries CVS-CVC-CJO)
En %

Électricité	T/T-1	T/T-4 *
Energie appelée	-0,3	-1,2
dont : - basse tension	0,7	0,4
- moyenne tension	0,6	-0,5
- haute tension	-4,3	-7,3

* 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

Les cours du pétrole ont terminé le quatrième trimestre à la hausse, avec un baril à 63,3 \$, soit 2,3 % de plus qu'au trimestre précédent. Les cours étaient restés stables en moyenne en début de trimestre, évoluant à la hausse ou à la baisse selon les signaux envoyés sur l'arrivée d'une trêve dans le conflit commercial sino-américain. Les avancées concrètes sur ce terrain ont poussé les prix à la hausse sur le mois de décembre. Mesurée en euros, la hausse trimestrielle est légèrement plus prononcée, du fait d'une dépréciation de la monnaie européenne face au dollar.

Après avoir baissé pendant plus d'un an, et atteint un niveau particulièrement bas en septembre, sous la barre des 10 €/MWh, les cours du gaz sur les marchés du nord-ouest de l'Europe ont connu en novembre une forte hausse, de près de 50 % sur un mois, dans un contexte marqué par le démarrage de l'hiver et de la période de chauffe. Au total sur le quatrième trimestre, le prix spot du gaz naturel sur le marché NBP à Londres s'est situé à 12,8 €/MWh, soit 22,7 % de plus qu'au troisième trimestre. Il reste néanmoins bien en dessous du prix moyen du quatrième trimestre 2018, qui était alors de 25,1 €/MWh.

Le prix spot moyen de l'électricité livrable en France augmente également ce trimestre, de 13,5 %, pour s'établir à 40,3 €/MWh en moyenne sur les trois derniers mois. L'approche de l'hiver et la hausse des besoins électriques liée expliquent cette augmentation.

Prix et cotations des énergies

Cotation	2019 T4	2019 T3	%	Moyenne des 4 derniers trimestres	
	Valeur	Valeur		Valeur	%*
US\$ en € (courant)	0,903	0,900	0,4	0,9	5,4
Brent daté (\$/bl)	63,3	61,9	2,3	64,3	-9,4
Brent daté (€/bl)	57,2	55,7	2,7	57,5	-4,5
Gaz - Spot NBP (€/MWh)	12,8	10,4	22,7	13,6	-41,8
Électricité - Spot Base Epex** (€/MWh)	40,3	35,5	13,5	39,5	-21,3
Prix à la consommation (TTC)					
SP95 (€/l)	1,51	1,50	0,4	1,51	0,1
Gazole (€/l)	1,45	1,42	1,7	1,44	0,2
Fioul domestique (€/l)	0,94	0,92	2,3	0,93	2,1

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

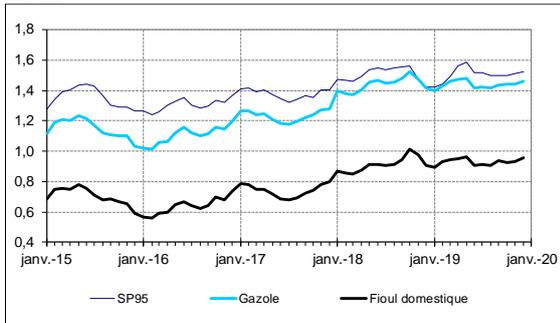
** European Power Exchange.

Sources : DGEC ; Reuters ; Epex (électricité)

Dans la continuité de l'évolution du cours du baril de Brent, les prix à la consommation ont augmenté sur les trois derniers mois, bien que dans des proportions variables. Les prix à la pompe du gazole et de l'essence se rapprochent ce trimestre, la hausse des prix étant plus forte pour le gazole que pour le SP95. Avec

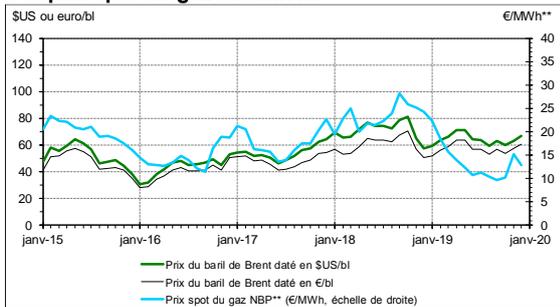
1 centime de plus qu'au troisième trimestre, ce dernier s'établit à 1,51 € (TTC) le litre, tandis que le prix du gazole augmente de 3 centimes pour atteindre 1,45 €. Le litre de fioul domestique s'élève, quant à lui, à 0,94 € au quatrième trimestre 2019, en hausse de 2,3 % sur trois mois.

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

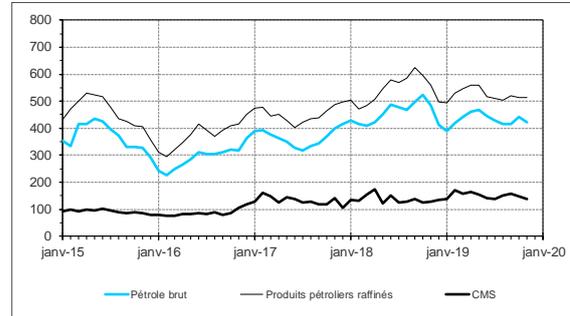


* Prix courants.
** National Balancing Point pour livraison dans un mois (bourse de Londres).
Sources : DGEC ; Reuters

LA FACTURE ÉNERGÉTIQUE (NOVEMBRE 2019)

Le prix moyen du pétrole brut acheté par la France a diminué de 4,0 % en novembre (les données de la facture énergétique ne sont disponibles que jusqu'en novembre). Il s'établit ainsi à 423 €/t, contre 441 €/t le mois précédent. Le prix à l'importation des produits raffinés s'élève, quant à lui, à 512 €/t, soit à peu près le même niveau qu'en octobre. Ces évolutions permettent aux prix des produits pétroliers importés de retrouver des niveaux proches de ceux du début de l'année, même si la hausse des cours internationaux observée en décembre risque de pousser les tarifs à l'importation à la hausse.

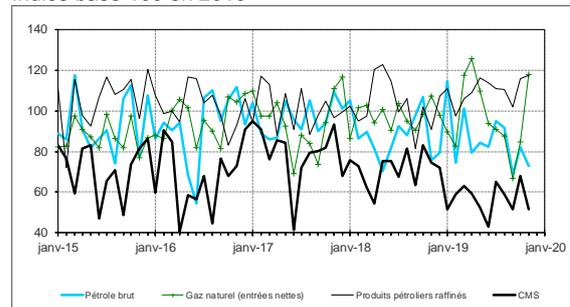
Prix moyens mensuels des énergies importées
En €/t



Source : calculs SDES, d'après Douanes

Principal poste de la facture énergétique de la France, les dépenses d'importations de pétrole brut représentent 1,5 milliard d'euros (Md€) en novembre, en baisse de 15 % sur un mois, grâce à la baisse des quantités importées, se cumulant à la baisse des prix. La dépense en produits raffinés, nette des bénéfices tirés des exportations, s'élève, quant à elle, à 1,4 milliard d'euros (Md€) en novembre, en baisse de 4 % sur un mois. La légère amélioration du solde du commerce extérieur en produits raffinés conduit ainsi à une baisse de 60 millions d'euros (M€) de la facture énergétique sur un mois. La facture gazière est, quant à elle, en forte hausse sur un mois et s'établit à 0,7 milliard d'euros, soit 28 % de plus qu'en octobre 2019. L'entrée en hiver et la forte hausse des besoins en gaz en résultant expliquent cette augmentation. Les dépenses en charbon baissent de leur côté, la facture s'élevant à 119 millions d'euros en novembre. Le solde exportateur d'électricité diminue fortement, de 75 %, du fait de la hausse de la demande liée à l'entrée dans l'hiver. Il ne permet d'alléger la facture énergétique de la France que de 38 M€ en novembre.

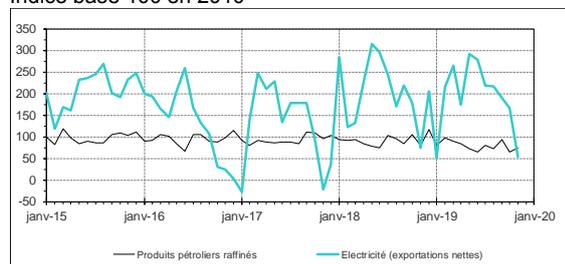
Quantités importées de pétrole, de combustibles minéraux solides et de gaz naturel
Indice base 100 en 2010



Source : calculs SDES, d'après Douanes

Quantités exportées de produits pétroliers raffinés et d'électricité

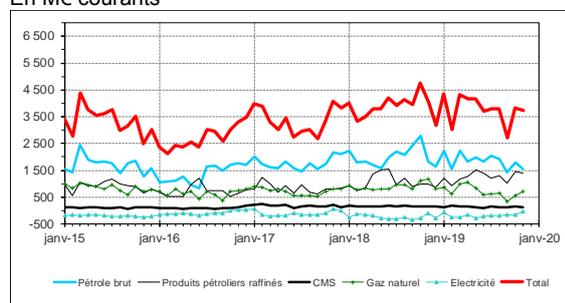
Indice base 100 en 2010



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 baisse légèrement en novembre, pour s'établir à 3,7 Md€, profitant de la baisse de celle des produits pétroliers. Mesurée en cumul sur les douze derniers mois, entre décembre 2018 et novembre 2019, elle s'élève à 44,7 Md€, en baisse de 5,3 % par rapport à la même période de l'année précédente.

Facture énergétique et prix moyens à l'importation en France

Facture énergétique (Md€)	Novembre 2019		Octobre 2019		Cumul des 12 derniers mois	
	Valeur	%	Valeur	%	Valeur	%*
Importations totales (I)	4,6	-2,6	4,7	-2,6	58,6	-6,1
dont : CMS (combustibles minéraux solides)	0,1	-28,5	0,2	-15,0	1,7	-8,7
- pétrole brut	1,5	1,6	1,8	22,0	22,0	-10,4
- produits pétroliers raffinés	2,0	2,0	2,0	1,6	23,2	3,0
- gaz naturel	0,8	11,2	0,7	11,0	11,0	-12,5
Exportations totales (E)	0,9	13,9	0,9	-1,7	13,9	-8,5
dont : produits pétroliers raffinés	0,6	8,5	0,5	17,0	8,5	-12,8
- électricité	0,2	2,9	0,2	-12,5	2,9	-16,5
Facture énergétique (I-E)	3,7	-2,8	3,8	-2,8	44,7	-5,3
dont : pétrole brut et produits raffinés	2,9	-10,1	3,3	-10,1	36,7	-1,7
- gaz naturel	0,7	28,2	0,5	8,8	8,8	-19,7
- électricité	-0,0	-74,6	-0,2	-2,2	-2,2	-15,3

Prix moyens à l'importation (US\$ ou €)	Novembre 2019		Octobre 2019		Moyenne des 12 derniers mois	
	Valeur	%	Valeur	%	Valeur	%*
Pétrole brut importé (\$/bbl)	63,8	-4,0	66,5	-4,0	65,7	-11,0
Pétrole brut importé (€/t)	423,0	-4,0	440,7	-4,0	429,1	-6,0
Produits pétroliers raffinés importés (€/t)	512,2	0,0	512,0	0,0	521,3	-3,8

* 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 : Uniper France Power.

Consommation des centrales électriques : Uniper France Power et EDF.

Consommation de la sidérurgie : estimation SDES.

Consommation des autres secteurs industriels : estimation SDES.

Stocks : EDF, Uniper France Power, FFA.

Les produits pétroliers

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

Consommation : Comité professionnel du pétrole (CPDP).

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 et McCloskey pour les prix spot du charbon.

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, bases

pétrochimiques, GPL), 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 DOM, 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.

Noter que l'ensemble des séries corrigées des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrés a été révisé 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 2015 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 :

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

Alexandru ANDREI, SDES
Simon BECK, SDES
Évelyne MISAK, SDES

Directeur de publication : Sylvain Moreau

Dépôt légal : février 2020

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



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE