



D A T A Essentiel L A B

Commissariat général au développement durable

Conjoncture énergétique Troisième trimestre 2019

NOVEMBRE 2019

Au troisième trimestre 2019, la production d'énergie primaire s'élève à 25,2 Mtep, en baisse de 2,9 % sur un an. La production nucléaire baisse en effet de 3,3 % en raison d'un volume d'arrêts plus important, mettant fin à sa reprise amorcée depuis le premier trimestre 2018. La production d'électricité renouvelable (hydraulique, éolienne et photovoltaïque) est, quant à elle, en augmentation de 2,6 % sur un an. Cette hausse s'explique par les très bons résultats de la production éolienne (+ 49,0 %) et, dans une moindre mesure, de celle d'électricité photovoltaïque (+ 1,5 %), venant compenser la baisse de 12,3 % de la production hydraulique, qui pâtit de faibles précipitations. La consommation d'énergie primaire réelle, à 50,8 Mtep, baisse de 1,0 % en glissement annuel, dans un contexte de températures proches de celles du troisième trimestre 2018, et malgré une hausse de la consommation de produits pétroliers. La consommation diminuant moins vite que la production, le taux d'indépendance énergétique diminue en conséquence de 1,0 %, en glissement annuel, au troisième trimestre 2019, à 49,7 %. En cumul sur les douze derniers mois, il augmente néanmoins de 0,7 point, à 49,7 %. La facture énergétique de la France baisse légèrement en août, pour s'établir à 3,8 Md€, profitant de la baisse du prix des énergies importées. Mesurée en cumul sur les douze derniers mois, entre septembre 2018 et août 2019, elle s'élève néanmoins à 47,1 Md€, en hausse de 5,7 % par rapport à la même période de l'année précédente.

Au troisième trimestre 2019, la production d'énergie primaire (voir méthodologie) s'élève à 25,2 Mtep, en baisse de 2,9 % par rapport au troisième trimestre 2018. Celle-ci s'explique par la diminution de la production nucléaire, de 3,3 % sur un an à 23,2 Mtep, du fait notamment d'un volume d'arrêts plus important, et mettant fin à sa reprise quasi continue depuis le premier

trimestre 2018. Elle s'explique aussi par la baisse de la production hydraulique (- 12,3 %), impactée à nouveau ce trimestre par un déficit pluviométrique (celui-ci a dépassé les 20 % durant l'été). La production d'électricité renouvelable est néanmoins en légère hausse, de 2,6 % par rapport au troisième trimestre 2018, grâce à la très forte hausse de la production éolienne (+ 49,0 %), et, dans une moindre mesure, photovoltaïque (+ 1,5 %) qui, ont profité ce trimestre de conditions météorologiques très favorables ainsi que de l'augmentation des capacités installées.

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

En milliers de tep

Énergie primaire	2019 T3		
	Quantité	Évolution (%) T / T-4	Part en %
Production nationale d'énergie primaire	25 210	- 2,9	100,0
dont : - pétrole	178	- 8,8	0,7
- nucléaire (brut)	23 218	- 3,3	92,1
- hydraulique, éolien et photovoltaïque (brut)	1 787	2,6	7,1
Consommation d'énergie primaire réelle (1)	50 758	- 1,0	100,0
dont : - charbon	1 409	- 20,3	2,8
- pétrole	20 970	2,1	41,3
- gaz naturel	4 758	3,4	9,4
- nucléaire et EnR électriques (2)	23 622	- 3,1	46,5

Taux d'indépendance énergétique	49,7 %	-1,0
Émissions de CO ₂ dues à l'énergie (milliers de t CO ₂)	72 197	0,0

(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.

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

La consommation d'énergie primaire réelle s'établit à 50,8 Mtep au troisième trimestre, en baisse de 1,0 % sur un an. Cette baisse est portée par celle de la consommation d'énergie nucléaire et électrique renouvelable. La consommation de produits pétroliers

augmente de son côté de 2,1 % sur un an, tirée notamment par la hausse de celle des carburants routiers (et particulièrement des supercarburants), dans un contexte de baisse des prix. Corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la consommation d'énergie primaire diminue également, de 1,4 %, par rapport au troisième trimestre 2018.

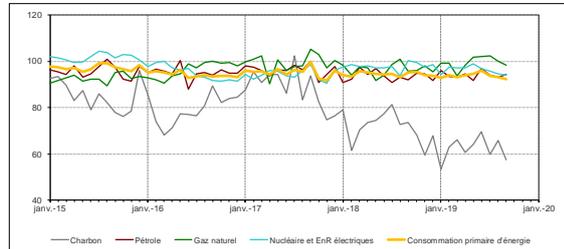
En données corrigées des variations saisonnières, climatiques, et des jours ouvrables, la consommation d'énergie primaire baisse de 1,9 % entre le deuxième et le troisième trimestre 2019. Cette baisse concerne toutes les énergies, mais se concentre surtout sur le charbon et les énergies nucléaires et électriques renouvelables.

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

	T/T-1	T/T-4 (5)
Consommation d'énergie primaire (3)	- 1,9	- 1,4
dont : - charbon	- 5,7	- 20,6
- pétrole	- 0,7	1,3
- gaz naturel	- 0,4	3,4
- nucléaire et EnR électriques (4)	- 3,0	- 3,2

(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

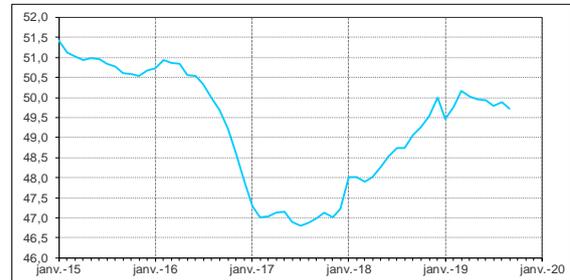


Source : calculs SDES, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

La consommation diminuant moins vite que la production, le **taux d'indépendance énergétique** baisse de 1,0 % en un an, s'établissant à 49,7 % au troisième trimestre. Mesuré en cumul sur une année, entre juillet 2018 et juin 2019, il augmente toutefois, de 0,7 point, à 49,7 %.

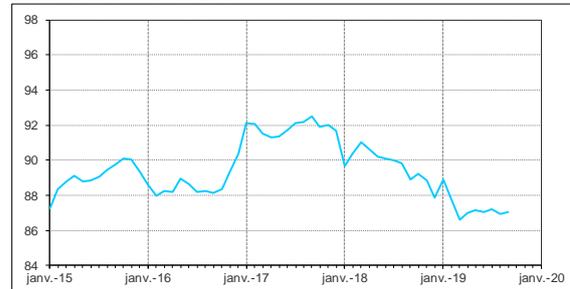
En conséquence d'une moindre production nucléaire et hydraulique, les centrales thermiques à combustibles fossiles ont été plus fortement utilisées ce trimestre (+ 7,2 % sur un an). Combinée à la hausse de la consommation de carburants routiers, ces énergies maintiennent les **émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie** au même niveau qu'au troisième trimestre 2018, en données brutes, malgré la baisse de la consommation primaire. En cumul sur les douze derniers mois, ces émissions reculent néanmoins, de 2,1 %.

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 troisième trimestre 2019, la consommation totale de combustibles minéraux solides (CMS) s'élève à 2,3 millions de tonnes (Mt), en forte baisse (- 20 %) 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, dans les mêmes proportions, à 2,8 Mt.

Bilan trimestriel des combustibles minéraux solides
(séries brutes)

En milliers de tonnes

Combustibles minéraux solides (1)	2019 T3		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part (%)
Importations totales nettes	2 777	-20,3	
Variations de stocks (2)	-46		
Consommation totale réelle (3)	2 274	-20,4	100,0
dont : - centrales électriques	38	-93,2	1,7
- sidérurgie	1 511	-1,4	66,4

(1) L'écart parfois important entre les importations nettes des variations de stocks et 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

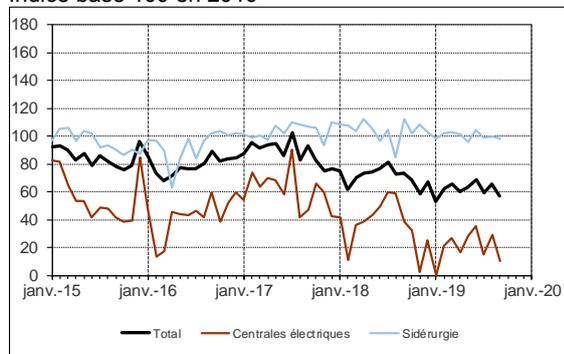
La consommation de charbon-vapeur pour la production d'électricité, en France métropolitaine, est restée très faible au troisième trimestre, à 38 kilotonnes (kt), son niveau le plus bas pour cette période de l'année depuis le début des mesures en janvier 1981. Alors que les installations thermiques à charbon sont habituellement utilisées lorsque la demande est importante (« en pointe »), elles ont été très peu appelées par le marché durant l'été. Ce sont les centrales à gaz qui ont été plus fortement sollicitées (+ 48 % pour la consommation de gaz naturel des centrales à cycle combiné au gaz, voir ci-dessous). La poursuite de la forte chute des prix du gaz, entamée au premier trimestre, ainsi que le développement des installations thermiques au gaz, expliquent ce changement d'utilisation.

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. Le nombre d'heures de fonctionnement de ces installations a ainsi chuté, les quatre centrales à charbon métropolitaines ayant très peu produit (74,3 GWh de production nette sur les trois mois, dont 80 % en juillet).

Corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la consommation des centrales diminue au même rythme (- 93,9 %).

Dans le même temps, la consommation de charbon pour la fabrication d'acier a reculé modérément en glissement annuel, surtout en juillet et septembre, avec une baisse globale de 1,4 %, à 1,5 Mt.

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 stocké des produits charbonniers en juillet et août, mais ont déstocké une quantité importante en septembre (112 kt), d'où un déstockage modéré sur le trimestre de 46 kt. En forte hausse sur un an (+ 16 %), ces stocks s'élèvent à 3,1 Mt fin septembre 2019. En particulier, les stocks destinés à la production électrique ont nettement augmenté par rapport à septembre 2018 (+ 0,6 Mt). Ils représentent ainsi 60 % de l'ensemble des stocks de CMS, soit 11 points de plus qu'il y a un an. La consommation des centrales ayant fortement chuté depuis plusieurs mois, l'autonomie correspondant à ces stocks a été multipliée par quatre par rapport à fin septembre 2018 (21,4 mois au rythme actuel annualisé de la consommation, contre 5,2 mois l'an dernier).

Évolution trimestrielle de la consommation de combustibles minéraux solides

(séries CVS-CVC-CJO)

En %

	T/T-1	T/T-4 *
Consommation totale	-5,2	-20,7
dont : - centrales électriques	-30,7	-93,9
- sidérurgie	-1,4	-1,4

* 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 le deuxième et le troisième trimestre 2019 (- 5,2 %).

LES PRODUITS PÉTROLIERS

La consommation totale réelle de produits pétroliers s'élève à 21,0 millions de tonnes (Mt) au troisième trimestre 2019, en hausse de 2,1 % par rapport à la même période en 2018. Corrigée du climat et des jours ouvrables, cette consommation augmente moins rapidement (+ 1,3 %).

Corrigée des jours ouvrables, la consommation de carburants routiers, qui compte pour la moitié de la consommation totale de pétrole, est en hausse sur un an, de 0,7 %. Les prix des carburants, en baisse en glissement annuel (- 2,3 % à - 2,6 % selon les produits), pourraient expliquer en partie cette hausse.

L'augmentation de la consommation est surtout imputable aux livraisons de supercarburants, qui continuent d'augmenter fortement (+ 9,0 %), tandis que celles de gazole poursuivent leur baisse (- 0,3 %). Ces évolutions contrastées traduisent le rééquilibrage amorcé en 2014 du marché des véhicules neufs du gazole vers l'essence. Le SP95-E10 – qui peut contenir jusqu'à 10 % de bioéthanol (contre 5 % pour le SP95 standard) – représente désormais près de la moitié de la consommation de supercarburants. Ses ventes ont augmenté de 21,2 %. Celles de SP98 ont également progressé, mais dans une moindre mesure (+ 4,6 %), tandis que celles de SP95 standard ont baissé (- 3,2 %).

Les consommations des autres principaux produits pétroliers sont également orientées à la hausse. En particulier, les ventes de fioul domestique (6 % du total) ont bondi de 9,7 %. Celles de carburateurs (9 % du total) ont augmenté de 2,1 %, en lien avec la progression du trafic aérien commercial, en particulier en juillet et août. Enfin, les consommations de gazole non routier et de GPL ont crû respectivement de 3,8 % et 1,4 %.

Production et consommation de produits pétroliers

(séries brutes)

En milliers de tonnes

Produits pétroliers (1)	2019 T3		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production nationale (2)	180	-7,7	
Consommation totale (3)	20 970	2,1	100,0
dont : - total carburants routiers	10 737	1,6	51,2
dont : - supercarburants	2 347	9,0	11,2
- gazole	8 390	-0,3	40,0
- fioul domestique	1 256	9,7	6,0
- gazole non routier (4)	1 336	3,8	6,4
- carburéacteurs	1 997	2,1	9,5
- gaz de pétrole liquéfié (GPL)	290	1,4	1,4

(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 DGEC

Évolution de la consommation des produits pétroliers

(séries CVS-CVC-CJO)

En %

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

* 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 diminue légèrement entre les deuxième et troisième 2019, malgré la baisse sensible des prix moyens sur le trimestre (2 à 3 % selon les produits).

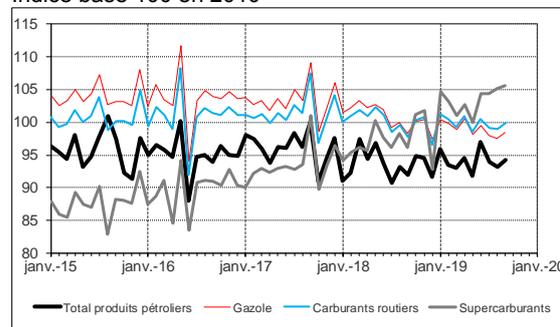
Cette contraction est fortement tirée par celle des consommations de carburants routiers, et notamment par le repli des ventes de gazole, qui représentent encore 79 % des ventes de produits pétroliers. Les ventes de supercarburants continuent d'augmenter nettement (+ 2,6 %).

Les baisses des ventes de fioul domestique (- 2,0 %), de carburéacteurs (- 0,9 %) et de GPL (- 4,6 %) contribuent également à ce fléchissement global, même si leur poids dans le total est plus faible. À l'inverse, la consommation de gazole non routier augmente de 1,3 %.

Consommation de produits pétroliers

(séries CVS-CVC-CJO)

Indice base 100 en 2010



Source : calcul SDES, d'après CPDP

LE GAZ NATUREL

À 104,3 TWh, les importations nettes de gaz naturel¹ diminuent de 15,2 % au troisième trimestre par rapport à leur niveau observé un an auparavant. Cette baisse concerne exclusivement les entrées nettes de gaz naturel par gazoduc, qui diminuent de 30,4 % en glissement annuel, alors que les entrées nettes de gaz naturel liquéfié poursuivent leur progression, avec une hausse de 58,5 % sur un an. Elles comptent ainsi ce trimestre pour 31,8 % du total des importations nettes de gaz naturel, près de deux fois plus qu'il y a un an.

À 342 GWh, la production nationale de gaz naturel progresse en glissement annuel de 65,6 % au troisième trimestre, portée par les 314 GWh de biométhane injectés dans les réseaux de transport et de distribution. Cette production a en effet progressé de 69,7 % 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 T3		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Importations nettes	104,3	-15,2	
Production nationale	0,342	65,6	
Soustractions des stocks*	-40,8	-34,2	
Consommation totale (hors pertes) réelle	61,8	3,4	100,0
dont : - gros clients reliés au réseau de transport	40,2	5,8	65,0
dont clients CCGC**	12,1	48,1	19,6
- résidentiel-tertiaire, petite industrie	21,5	-0,8	34,8

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

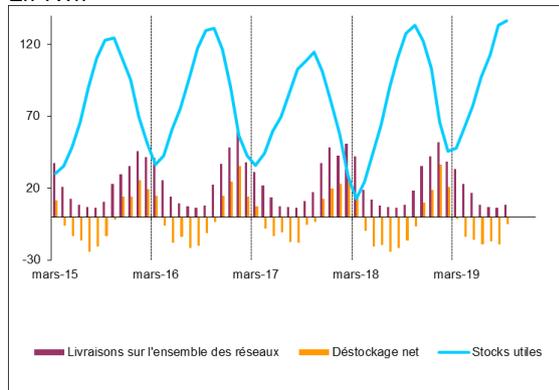
** Centrales à cycle combiné au gaz.

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 années précédentes. Les stocks ont ainsi moins progressé ce trimestre (- 34,2 % par rapport au troisième trimestre 2018), avec une variation de 40,8 TWh. Le niveau des stocks utiles s'était nettement redressé à la fin mars 2019, 3,8 fois supérieur à son niveau de fin mars 2018 qui était inhabituellement bas. Au troisième trimestre 2019, le niveau des stocks utiles de fin septembre est légèrement supérieur à son niveau d'il y a un an (+ 7 %).

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

Variations de stocks et livraisons aux consommateurs
En TWh



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

La consommation totale réelle² de gaz naturel progresse en glissement annuel de 3,4 % au troisième trimestre 2019. Cette hausse concerne principalement les livraisons aux clients reliés aux réseaux de transport (+ 5,8 %), tandis que celles aux petits clients reliés au réseau de distribution reculent (- 0,8 %). Sans celles destinées aux centrales à cycle combiné au gaz (CCCG), qui ont augmenté de moitié en un an, la consommation des gros clients reliés au réseau de transport diminue de 6,4 %, toujours en glissement annuel. La baisse des production nucléaire et hydraulique, qui ont nécessité un plus grand recours aux centrales thermiques classiques, expliquent cette hausse. Corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de gaz naturel progresse aussi, de 3,4 %.

Corrigée des variations saisonnières, climatiques, et des jours ouvrables, la consommation totale de gaz naturel diminue de 0,4 % entre les deuxième et troisième trimestres 2019. Cette baisse concerne les livraisons aux clients reliés aux réseaux de transport (- 1,8 %), tandis que celles aux petits clients reliés aux réseaux de distribution augmentent (+ 0,6 %).

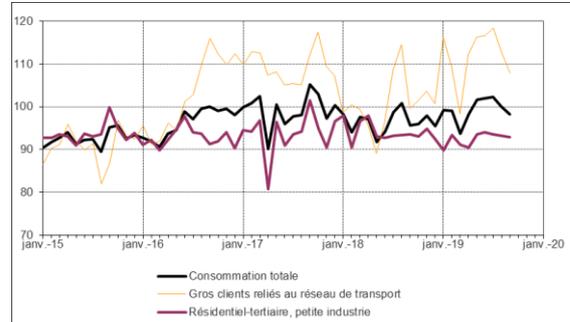
Évolution de la consommation totale (hors pertes) de gaz naturel
(séries CVS-CVC-CJO)

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

* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.

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

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 Terèga

L'ÉLECTRICITÉ

Au troisième trimestre 2019, la production totale d'électricité diminue de 1,4 % en glissement annuel, pour s'établir à 114,9 TWh.

La production nucléaire recule de 3,3 % en glissement annuel, à 84,5 TWh, du fait notamment d'un volume d'arrêts plus important, et mettant fin à sa reprise quasi continue depuis le premier trimestre 2018. Au troisième trimestre 2019, le nucléaire assure 73,5 % de la production totale d'électricité.

Pour le troisième trimestre consécutif, en raison d'un fort déficit pluviométrique, la production hydraulique recule nettement, de 12,3 % sur un an.

À l'inverse, la production éolienne progresse nettement (+ 49,0 % en glissement annuel). La production photovoltaïque progresse également, mais dans une moindre mesure (+ 1,5 % en glissement annuel).

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

En GWh

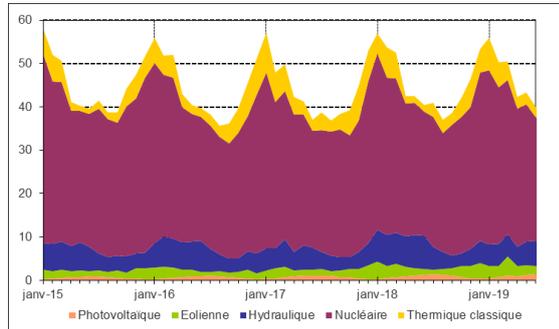
Électricité	2019 T3		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production d'électricité nette	114 919	-1,4	100,0
dont : - nucléaire	84 450	-3,3	73,5
- hydraulique (yc pompages)	10 734	-12,3	9,3
- éolienne	6 046	49,0	5,3
- photovoltaïque	3 871	1,5	3,4
- production thermique classique	9 819	7,2	8,5
Solde : exportations - importations	16 092	-0,8	
Pompages (énergie absorbée)	1 449	-6,4	
Énergie appelée réelle (yc pertes)	97 378	-1,5	100,0
dont : - basse tension	32 410	0,3	33,3
- moyenne tension	38 136	-1,7	39,2
- haute tension	18 910	-3,3	19,3

Source : SDES, d'après CNR, EDF, Enedis, RTE et Uniper France Power

La production des centrales thermiques classiques s'élève à 9,8 TWh au troisième trimestre, en nette augmentation sur un an (+ 7,2 %). 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 en effet été bien plus sollicitées qu'il y a un an. Elles ont ainsi assuré 8,5 % 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 Uniper France Power

L'énergie appelée réelle recule au troisième trimestre 2019, de 1,5 % en glissement annuel. Cette baisse concerne à la fois les consommations en moyenne et en haute tensions, qui diminuent respectivement de 1,7 % et 3,3 % sur un an. À l'inverse, les consommations en basse tension augmentent légèrement, de 0,3 % 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 1,3 % en glissement annuel. La basse tension progresse de 0,3 %, tandis que les moyenne et haute tensions diminuent respectivement de 1,6 % et 3,4 %.

La puissance maximale appelée depuis le réseau de transport au cours du trimestre est de 59,1 GW. Cette pointe de consommation, qui a eu lieu le 25 juillet 2019, est supérieure de 2,6 % à celle du troisième trimestre 2018.

Au troisième trimestre, le solde exportateur des échanges physiques recule légèrement, de 0,8 %. 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 0,4 % entre les deuxième et troisième trimestres 2019. La basse tension augmente légèrement de 0,2 %. A contrario, les moyenne et haute tensions diminuent respectivement de 0,4 % et 1,9 %.

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

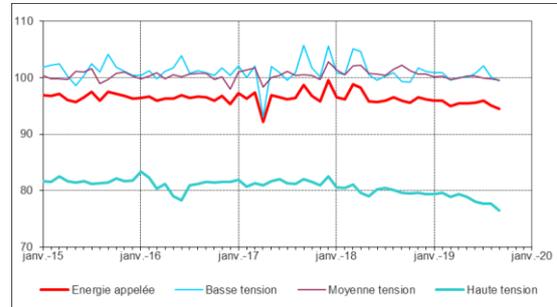
En %

Électricité	T/T-1	T/T-4 *
Energie appelée	-0,4	-1,3
dont : - basse tension	0,2	0,3
- moyenne tension	-0,4	-1,6
- haute tension	-1,9	-3,4

* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.

Source : SDES, d'après CNR, EDF, Enedis, RTE et Uniper France Power

Énergie appelée
(séries CVS-CVC-CJO)
Indice base 100 en 2010



Source : SDES, d'après CNR, EDF, Enedis, RTE et Uniper France Power

LES PRIX ET LES COTATIONS DES ÉNERGIES

Les cours du pétrole ont terminé le troisième trimestre à la baisse, avec un baril à 68,9 \$, soit 10,1 % de moins qu'au trimestre précédent. Cette baisse s'est concentrée sur l'été, le marché répondant à l'évolution des négociations commerciales entre les États-Unis et la Chine, ainsi qu'aux indicateurs annonçant un ralentissement de la croissance économique. Le mois de septembre a, lui, été orienté plutôt à la hausse, bien que toujours dans un contexte de demande relativement plus faible, du fait notamment d'attaques ayant eu lieu contre des infrastructures pétrolières en Arabie saoudite. Mesurée en euros, la baisse trimestrielle est légèrement moins prononcée, du fait d'une dépréciation de la monnaie européenne face au dollar.

Déjà particulièrement bas, les cours du gaz sur les marchés du nord-ouest de l'Europe ont à nouveau baissé au troisième trimestre 2019 : à 10,4 €/MWh, le prix spot du gaz naturel sur le marché NBP à Londres baisse de 15,7 % par rapport au deuxième trimestre. En septembre, le cours passe sous la barre des 10 €/MWh, un niveau qui n'avait pas été observé depuis 2009. Cette baisse est due notamment au niveau élevé de l'offre de GNL à destination du marché ouest-européen.

Le prix spot moyen de l'électricité livrable en France augmente très légèrement ce trimestre, de 2,0 %, pour s'établir à 35,5 €/MWh en moyenne sur les trois derniers mois. Les fortes chaleurs de l'été, qui ont conduit à une augmentation de l'usage de climatisation, alors que la production hydraulique diminuait, expliquent en partie cette hausse.

Prix et cotations des énergies

	2019 T3	2019 T2	%	Moyenne des 4 derniers trimestres	
	Valeur	Valeur		Valeur	%
Cotation					
US\$ en € (courant)	0,900	0,880	1,1	0,9	5,5
Brent daté (\$/bl)	61,9	68,9	- 10,1	65,4	- 5,9
Brent daté (€/bl)	55,7	61,3	- 9,2	58,0	- 0,8
Gaz - Spot NBP (€/MWh)	10,4	12,3	- 15,7	16,7	- 24,6
Électricité - Spot Base Epex** (€/MWh)	35,5	34,9	2,0	45,1	- 7,3
Prix à la consommation (TTC)					
SP95 (€/l)	1,50	1,56	- 3,3	1,50	1,3
Gazole (€/l)	1,42	1,46	- 2,2	1,44	4,3
Fioul domestique (€/l)	0,92	0,94	- 2,3	0,94	8,4

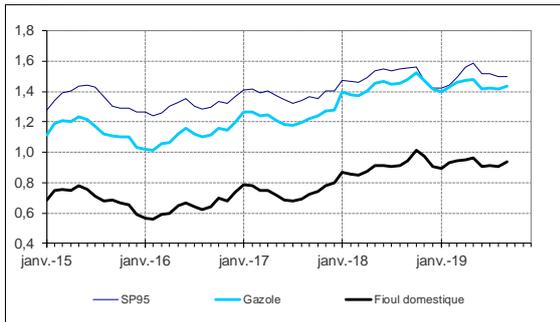
* Variation par rapport à la période similaire de l'année précédente.

** European Power Exchange.

Sources : DGEC ; Reuters ; Epex (électricité)

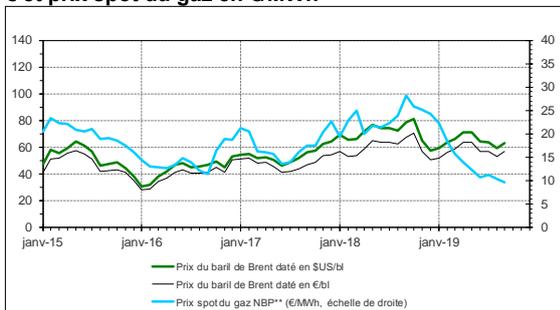
Dans la continuité de l'évolution du cours du baril de *Brent*, les prix à la consommation ont baissé sur les trois derniers mois, bien que dans une proportion moindre. Alors que les prix à la pompe du gazole et de l'essence s'étaient éloignés au dernier trimestre, la baisse plus forte du SP95 conduit à un léger rapprochement des prix. Avec 6 centimes de moins qu'au deuxième trimestre, ce dernier s'établit à 1,50 € (TTC) le litre, soit 8 centimes de plus que le gazole (1,42 € par litre), contre 10 centimes d'écart auparavant. Le litre de fioul domestique s'élève, quant à lui, à 0,92 € au troisième trimestre 2019, en baisse 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

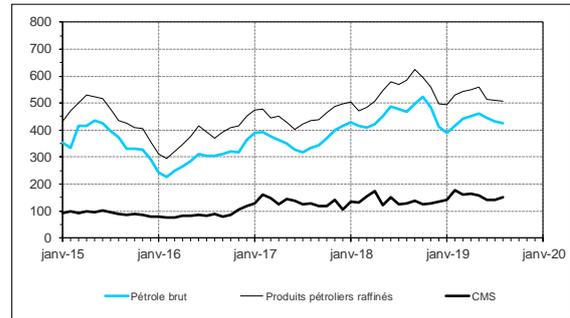


* Prix courants.
** National Balancing Point pour livraison dans un mois (bourse de Londres).
Sources : DGEC ; Reuters

LA FACTURE ÉNERGÉTIQUE (AOÛT 2019)

Dans le sillage des prix observés sur les marchés internationaux, le prix moyen du pétrole brut acheté par la France a diminué de 1,8 % en août (les données de la facture énergétique ne sont disponibles que jusqu'en août). Il s'établit ainsi à 424 €/t, contre 432 €/t le mois précédent. Le prix à l'importation des produits raffinés s'élève, quant à lui, à 508 €/t, en très légère baisse également. Ces évolutions mettent ainsi fin à un premier semestre de hausse quasi continue du prix des produits pétroliers importés.

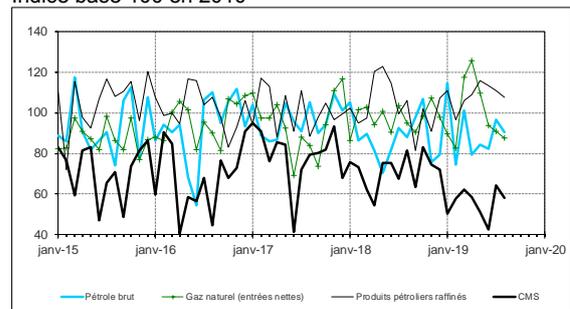
Prix moyens mensuels des énergies importées
En €/t



Source : calculs SDES, d'après Douanes

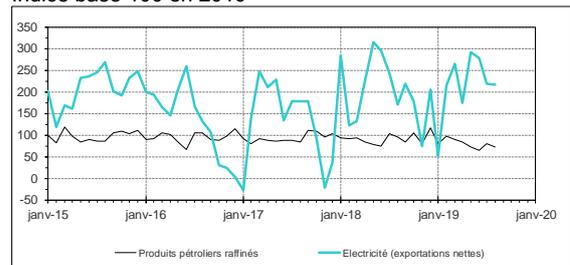
Principal poste de la facture énergétique de la France, les dépenses d'importations de pétrole brut représentent 1,9 milliard d'euros (Md€) en août, en baisse de 8 % sur un mois, grâce à la baisse des quantités importées, se cumulant à la baisse des prix. La dépense en produits raffinés, nette des bénéfices tirés des exportations, s'élève, quant à elle, à 1,3 milliard d'euros (Md€) en août, en hausse de 5 % sur un mois. La légère détérioration du solde du commerce extérieur en produits raffinés conduit ainsi à une augmentation de 60 millions d'euros (M€) de la facture énergétique sur un mois. La facture gazière est, quant à elle, stable sur un mois et s'établit à 0,7 milliard d'euros. Les dépenses en charbon baissent de leur côté, la facture s'élevant à 133 millions d'euros en août. Le solde exportateur d'électricité diminue de 8 %, du fait de la baisse de la production hydraulique. Il permet néanmoins d'alléger la facture énergétique de la France de 183 M€ en mai.

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



Source : calculs SDES, d'après Douanes

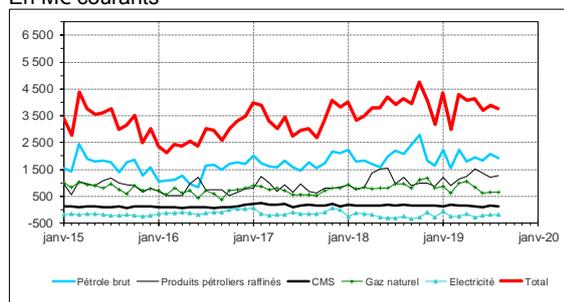
Quantités exportées de produits pétroliers raffinés et d'électricité
Indice base 100 en 2010



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 août, pour s'établir à 3,8 Md€, profitant de la baisse du prix des énergies importées. Mesurée en cumul sur les douze derniers mois, entre septembre 2018 et août 2019, elle s'élève néanmoins à 47,1 Md€, en hausse de 5,7 % par rapport à la même période de l'année précédente.

Facture énergétique et prix moyens à l'importation en France

Facture énergétique (Md€)	Août 2019		Juillet 2019		Cumul des 12 derniers mois	
	Valeur	Valeur	Valeur	%	Valeur	%*
Importations totales (I)	4,7	5,0		-6,3	62,2	5,2
dont : - CMS (combustibles minéraux solides)	0,1	0,1		-2,8	1,8	-9,1
- pétrole brut	1,9	2,1		-8,3	24,2	5,4
- produits pétroliers raffinés	1,8	1,9		-3,4	22,8	4,6
- gaz naturel	0,8	0,9		-7,8	12,7	11,0
Exportations totales (E)	1,0	1,2		-17,9	15,0	3,6
dont : - produits pétroliers raffinés	0,6	0,7		-17,3	9,2	-4,9
- électricité	0,2	0,2		-11,5	3,3	7,8
Facture énergétique (I-E)	3,8	3,9		-2,8	47,1	5,7
dont : - pétrole brut et produits raffinés	3,2	3,3		-3,4	37,8	7,7
- gaz naturel	0,7	0,7		-0,4	10,2	5,5
- électricité	-0,2	-0,2		-8,6	-2,6	23,0

Prix moyens à l'importation (US\$ ou €)	Août 2019		Juillet 2019		Moyenne des 12 derniers mois	
	Valeur	Valeur	Valeur	%	Valeur	%*
Pétrole brut importé (\$/b)	64,4	65,1		-2,6	69,3	0,8
Pétrole brut importé (€/t)	424,3	432,2		-1,8	448,0	6,1
Produits pétroliers raffinés importés (€/t)	508,5	510,2		-0,3	537,6	4,9

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

Source : calculs SDES, d'après Douanes

MÉTHODOLOGIE

Champ et sources

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 2013 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 : novembre 2019
ISSN : 2557-8510 (en ligne)

Commissariat général au développement durable

Service de la donnée et des 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