



Commissariat général au développement durable

Conjoncture énergétique Premier trimestre 2019

MAI 2019

Au premier trimestre 2019, la production d'énergie primaire s'élève à 33,1 Mtep, en baisse de 2,1 % sur un an. La production nucléaire baisse légèrement, de 0,9 % mais reste supérieure aux productions observées en 2017. La production d'électricité renouvelable (hydraulique, éolien et photovoltaïque) diminue plus fortement, de 15,7 % sur un an. Cette baisse est tirée par celle de la production hydraulique, que ne suffit pas à compenser la hausse des productions éolienne et photovoltaïque, bien que cette dernière soit particulièrement élevée ce trimestre. La consommation d'énergie primaire réelle, à 66,5 Mtep, diminue légèrement en glissement annuel, notamment à la suite de températures plus clémentes ce trimestre et de la baisse de consommation de carburants routiers. Le taux d'indépendance énergétique progresse de 0,8 % en glissement annuel au premier trimestre, à 49,7 %. En cumul sur les douze derniers mois, il augmente de 2,1 points, à 49,9 %. Après avoir atteint un pic en janvier, la facture énergétique de la France baisse fortement en février, pour s'établir à 3,0 Md€, sans pour autant revenir au niveau du mois d'octobre 2018, au cours duquel le prix du pétrole avait été très élevé. Mesurée en cumul sur les douze derniers mois, entre mars 2018 et février 2019, elle s'élève à 46,5 Md€, en hausse de 17,0 % par rapport à la même période de l'année précédente.

Au premier trimestre 2019, la production d'énergie primaire (voir méthodologie) s'élève à 33,1 Mtep, en baisse de 2,1 % par rapport au premier trimestre 2018. Elle est notamment tirée par la forte baisse de la production hydraulique, de près de 30 % sur un an, et, dans une moindre mesure, par celle de la production nucléaire, qui diminue légèrement en glissement annuel pour s'établir à 30,5 Mtep. Celle-ci reste néanmoins plus élevée qu'en 2017, année au cours de laquelle beaucoup de centrales avaient subi des arrêts prolongés. Malgré la hausse record de la production

photovoltaïque (+ 57 % en glissement annuel) et l'augmentation de la production éolienne (+ 5,3 %), qui profitent de conditions météorologiques très favorables ainsi que de l'augmentation des capacités installées, la production d'électricité renouvelable diminue de 15,7 %, tirée par la forte baisse de la production hydraulique.

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

En milliers de tep

Énergie primaire	2019 T1		
	Quantité	Évolution (%) T1/T-4	Part en %
Production nationale d'énergie primaire	33 058	- 2,1	100,0
dont : - pétrole	189	0,6	0,6
- nucléaire (brut)	30 482	- 0,9	92,2
- hydraulique, éolien et photovoltaïque (brut)	2 363	- 15,7	7,1
Consommation d'énergie primaire réelle (1)	66 535	- 3,7	100,0
dont : - charbon	1 575	- 23,0	2,4
- pétrole	19 507	- 3,2	29,3
- gaz naturel	13 781	- 5,2	20,7
- nucléaire et EnR électriques (2)	31 671	- 2,2	47,6

Taux d'indépendance énergétique	49,7%	0,8
Émissions de CO ₂ dues à l'énergie (milliers de t CO ₂)	90 882	- 5,2

(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 : calcul SDES, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

La consommation d'énergie primaire réelle s'établit à 66,5 Mtep au premier trimestre, en diminution de 3,7 % sur un an. Cette baisse s'explique par le fait que les besoins de chauffage ont été moins importants que l'an passé, à la suite de températures plus clémentes, tout particulièrement en février et mars, mais pas seulement. En effet, malgré une forte hausse en janvier, la consommation de produits pétroliers a ensuite chuté tout au long du trimestre, dans un contexte de hausse des prix des carburants. Corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la consommation

d'énergie primaire diminue ainsi de 1,5 % par rapport au premier trimestre 2018.

En données corrigées des variations saisonnières, climatiques, et des jours ouvrables, la consommation d'énergie primaire diminue de 1,1 % entre le quatrième trimestre 2018 et le premier trimestre 2019. Cette baisse concerne l'ensemble des énergies, à l'exception du gaz naturel, dont la hausse reste néanmoins légère.

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

	T/T-1	T/T-4 (5)
Consommation d'énergie primaire (3)	- 1,1	- 1,5
dont : - charbon	- 4,9	- 30,1
- pétrole	- 0,7	- 0,9
- gaz naturel	0,9	0,8
- nucléaire et EnR électriques (4)	- 1,6	- 1,2

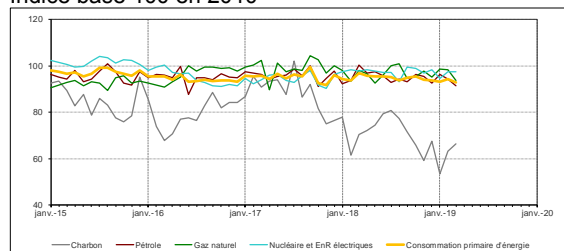
(3) Énergie primaire mesurée en tep.

(4) Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque.

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

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

Consommation d'énergie primaire (séries CVS-CVC-CJO) Indice base 100 en 2010



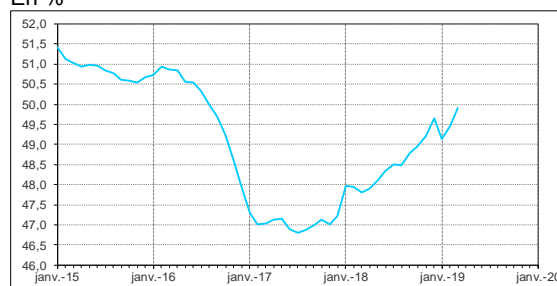
Source : calcul SDES, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

La consommation diminuant plus rapidement que la production, le **taux d'indépendance énergétique** progresse de 0,8 % en un an, s'établissant à 49,7 % au premier trimestre. Mesuré en cumul sur une année, entre avril 2018 et mars 2019, il augmente sensiblement, de 2,1 points, à 49,9 %.

Avec la poursuite du repli de l'activité des centrales thermiques à combustibles fossiles ce trimestre ainsi que la baisse de la consommation de carburants routiers, les **émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie** baissent à nouveau, de 14,9 % au premier trimestre, en données brutes, sur un an. En cumul sur les douze derniers mois, ces émissions reculent également, de 4,2 %.

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

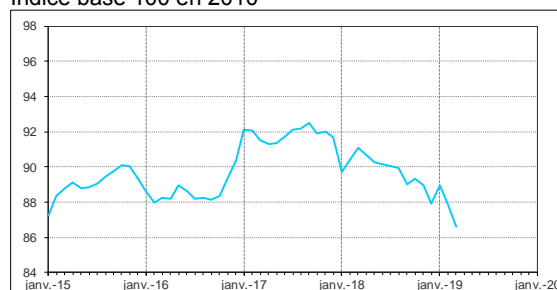
En %



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

LES COMBUSTIBLES MINÉRAUX SOLIDES

Au premier trimestre 2019, la consommation totale de combustibles minéraux solides (CMS) s'élève à 2,5 millions de tonnes (Mt), en forte baisse de 22 % 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, de plus de 23 %, à 2,7 Mt.

Bilan trimestriel des combustibles minéraux solides (séries brutes)

En milliers de tonnes

Combustibles minéraux solides (1)	2019 T1		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part (%)
Importations totales nettes	2 674	-23,1	
Variations de stocks (2)	-9		
Consommation totale réelle	2 538	-22,1	100,0
dont : - centrales électriques	259	-69,3	10,2
- sidérurgie	1 563	-5,3	61,6

(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.

Source : calcul SDES d'après EDF, Uniper France Power et Douanes

La consommation de charbon-vapeur pour la production d'électricité a, à nouveau, été très faible au premier trimestre, à 0,3 Mt, en forte baisse sur un an (- 69 %). Plusieurs facteurs expliquent cette chute. En premier lieu, les conditions climatiques, plus douces que

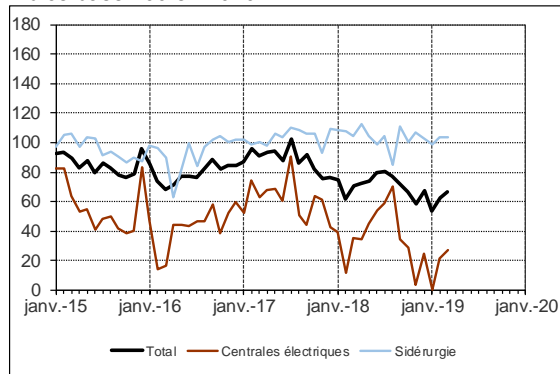
début 2018, avec une température moyenne de 7,3 °C (soit 1,1°C de plus), ont entraîné de moindres besoins en électricité pour le chauffage et donc une moindre sollicitation des installations thermiques à charbon, habituellement utilisées « en pointe », lorsque la demande est importante. Ainsi, corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la demande de consommation des centrales électriques diminue à un rythme légèrement moins rapide (- 35 %).

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.

Durant ce trimestre, le nombre d'heures de fonctionnement des installations a ainsi chuté, certaines d'entre elles n'ayant pas produit durant deux ou trois mois. En particulier, en mars 2019 - qui a été sensiblement plus chaud en moyenne que mars 2018 (+ 2,2°C) - trois installations au charbon sur les quatre en France métropolitaine n'ont pas produit.

Dans le même temps, la consommation de charbon pour la fabrication d'acier a sensiblement reculé en glissement annuel (- 5,3 %), à 1,6 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, Uniper France Power et FFA

Les opérateurs ont stocké de petites quantités de produits charbonniers au premier trimestre (9 kt). Ces stocks s'élèvent à 3,0 Mt fin mars 2019, niveau en hausse sur un an. En particulier, les stocks destinés à la production électrique ont augmenté par rapport à mars 2018 (+ 0,1 Mt). Ils représentent plus de la moitié de l'ensemble des stocks de CMS (58 %) et correspondent à une autonomie de 10,2 mois au rythme actuel annualisé de la consommation, soit 4,2 mois de plus que l'an passé.

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

En %

	T/T-1	T/T-4 *
Consommation totale	-5,1	-29,1
dont : - centrales électriques	-14,8	-35,0
- sidérurgie	-1,7	-36,9

* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.

Source : calcul SDES, d'après EDF, Uniper France Power et FFA

Corrigée des variations saisonnières, climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de CMS est en nette diminution entre le quatrième trimestre 2018 et le premier trimestre 2019 (- 5,1 %), en raison principalement de la chute des consommations pour la production d'électricité (- 15 %), et dans une moindre mesure, de celle de l'activité du secteur de l'acier dans le même temps (- 1,7 %).

LES PRODUITS PÉTROLIERS

La consommation totale réelle de produits pétroliers s'élève à 19,5 millions de tonnes (Mt) au premier trimestre 2019, en recul sensible de 3,2 % par rapport à la même période en 2018. Ce repli est lié notamment à un nombre inférieur de jours ouvrables et à un climat plus clément au premier trimestre 2019. Corrigée de ces facteurs, la consommation diminue également, mais plus faiblement (- 0,9 % sur un an).

Corrigée des jours ouvrables, la consommation de carburants routiers, qui compte pour la moitié de la consommation totale de pétrole, fléchit sur un an, de 0,9 %. La hausse des prix des carburants de ces derniers mois pourrait expliquer cette baisse.

Cette baisse est par ailleurs surtout imputable à celle des ventes de gazole, qui représentent 81 % de ces consommations et qui se sont sensiblement repliées (- 2,8 %). Au contraire, les ventes de supercarburants continuent d'augmenter fortement (+ 8,1 %) : la tendance sur l'ensemble du trimestre continue de confirmer le rééquilibrage amorcé en 2014 du marché des véhicules neufs du gazole vers l'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 poursuit sa progression et atteint 47,2 % au premier trimestre, soit 4,7 points de plus qu'un an auparavant.

Les livraisons de fioul domestique, utilisé pour le chauffage, se sont également contractées de près de 12 % en glissement annuel, particulièrement en février et mars (- 25 % puis - 35 % comparé aux mêmes mois en 2018). En effet, les températures moyennes, plus hautes qu'à la même période l'an dernier (+ 1,1°C en moyenne sur le trimestre) n'ont pas encouragé les consommateurs à remplir leurs cuves pour la période de chauffage. Corrigées du climat, les livraisons augmentent légèrement, de 1,8 % sur un an.

Mesurées en glissement annuel, les ventes de carburateurs ont augmenté de 6,0 % au premier trimestre 2019, dans le sillage du trafic aérien. Par ailleurs, les ventes de gazole non routier ont bondi (+ 14,9 %), à 0,9 Mt, tandis que la consommation de GPL s'est repliée de 7,9 %.

Production et consommation de produits pétroliers

(séries brutes)

En milliers de tonnes

Produits pétroliers (1)	2019 T1		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production nationale (2)	189	0,6	
Consommation totale (3)	19 507	-3,2	100,0
dont : - total carburants routiers	9 739	-2,0	49,9
dont : - supercarburants	1 851	7,2	9,5
- gazole	7 888	-4,0	40,4
- fioul domestique	1 826	-11,8	9,4
- gazole non routier (4)	876	14,9	4,5
- carburéacteurs	1 557	6,0	8,0
- gaz de pétrole liquéfié (GPL)	554	-7,9	2,8

(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	-0,9
dont : - total carburants routiers	1,1	-0,9
dont : - supercarburants	4,3	8,1
- gazole	0,3	-2,8
- fioul domestique	-3,5	1,8
- gazole non routier	10,8	17,7
- carburéacteurs	0,0	6,0
- gaz de pétrole liquéfié (GPL)	4,9	-5,9

* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.

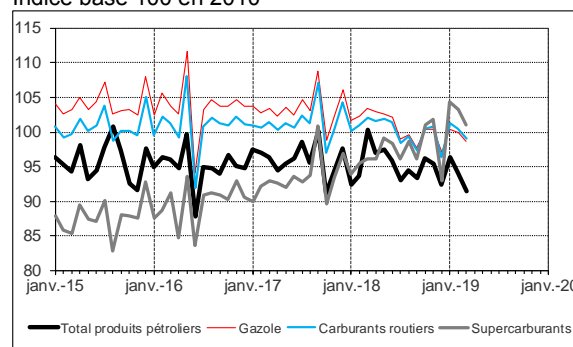
Source : calcul SDES d'après CPDP

Corrigée des variations saisonnières, climatiques, et des jours ouvrables, la consommation totale de produits pétroliers diminue légèrement entre le quatrième trimestre 2018 et le premier trimestre 2019 (- 0,7 %). Cette évolution est notamment due au repli des consommations de fioul domestique (- 3,5 %), probablement limitées par la hausse des prix. Dans le même temps, les ventes de carburants routiers progressent de 1,1 %, portées par la nette hausse de celles de supercarburants, les ventes de gazole restant stables (+ 0,3 %). Par ailleurs, les ventes de gazole non routier et de GPL - dont la part dans le total est plus faible - présentent des consommations en forte hausse sur un trimestre, avec respectivement + 10,8 % et + 4,9 %, alors que celles de carburéacteurs sont restées stables.

Consommation de produits pétroliers

(séries CVS-CVC-CJO)

Indice base 100 en 2010



Source : calcul SDES d'après CPDP

LE GAZ NATUREL

À 123,4 TWh, les importations nettes de gaz naturel¹ reculent de 0,2 % au premier trimestre par rapport à leur niveau observé un an auparavant. Cette baisse concerne exclusivement les entrées nettes par gazoduc qui diminuent de 36,7 %. À l'inverse, les entrées nettes de gaz naturel liquéfié, qui représentent 48,3 % du total des importations nettes du trimestre, sont multipliées par 2,6.

À 310 GWh, la production nationale de gaz naturel progresse en glissement annuel de 83,4 % au premier trimestre, portée par les 252 GWh de biométhane injectés dans les réseaux de transport et de distribution. Les injections de biométhane ont en effet progressé de 75,5 % 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 T1		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Importations nettes	123,4	-0,2	
Production nationale	0,310	83,4	
Soustractions des stocks*	56,2	-14,5	
Consommation totale (hors pertes) réelle	179,0	-5,2	100,0
dont : - gros clients reliés au réseau de transport	55,0	3,7	30,7
dont clients CCOG**	13,4	22,0	7,5
- résidentiel-tertiaire, petite industrie	123,9	-8,7	69,2

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

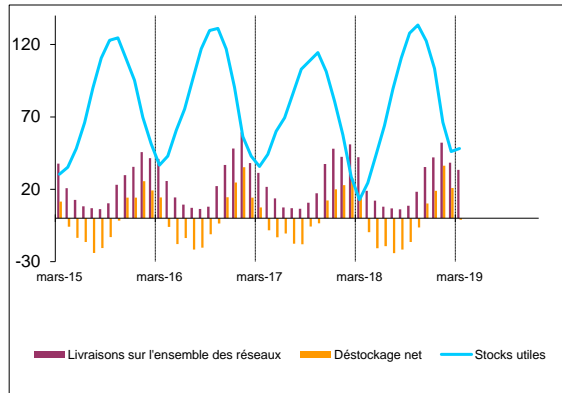
** Centrales à cycle combiné au gaz.

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

La phase de soutirage des stocks a débuté en novembre 2018 et s'est achevée en février 2019. Les stocks ont ainsi diminué de 56,2 TWh, soit de 14,5 %, au premier trimestre 2019 par rapport à un an auparavant. Le niveau des stocks utiles avait atteint un point inhabituellement bas à la fin du premier trimestre 2018 puis s'était redressé à la fin du deuxième trimestre. Celui de fin mars 2019 est particulièrement haut, 3,8 fois supérieur à son niveau d'il y a un an.

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 Teréga

La consommation totale réelle² de gaz naturel recule en glissement annuel de 5,2 % au premier trimestre 2019. Cette baisse concerne exclusivement les livraisons aux petits clients reliés aux réseaux de distribution (- 8,7 %). À l'inverse, les livraisons sur le réseau de transport progressent (+ 3,7 %). Sans celles destinées aux centrales à cycle combiné au gaz (CCCG), qui ont augmenté de 22,0 %, la consommation des gros clients reliés au réseau de transport diminue en fait de 1,1 %, toujours en glissement annuel. Les températures plus élevées que l'an passé, tout particulièrement en février et dans une moindre mesure en mars, expliquent la baisse de la demande : corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de gaz naturel progresse en fait en glissement annuel de 0,8 %. Cette hausse concerne principalement les livraisons aux clients reliés aux réseaux de transport (+ 8,2 %), impactées par la sollicitation plus importante des CCCG, tandis que celles aux petits clients reliés aux réseaux de distribution diminuent (- 2,1 %).

Corrigée des variations saisonnières, climatiques, et des jours ouvrables, la consommation totale de gaz naturel progresse entre le quatrième trimestre 2018 et le premier trimestre 2019 de 0,9 %. Cette hausse concerne les livraisons aux clients reliés aux réseaux de transport (+ 5,7 %), tandis que celles aux petits clients reliés aux réseaux de distribution diminuent légèrement (- 2,0 %).

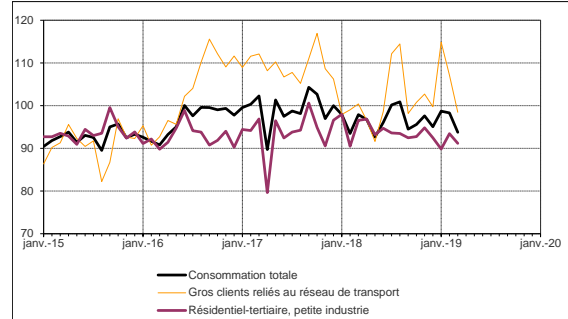
Évolution de la consommation totale (hors pertes) de gaz naturel
(séries CVS-CVC-CJO)

Gaz naturel	T/T-1	T/T-4*
Consommation totale (hors pertes) réelle	0,9	0,8
dont : - gros clients reliés au réseau de transport	5,7	8,2
- résidentiel-tertiaire, petite industrie	-2,0	-2,1

* 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 premier trimestre 2019, la production totale d'électricité recule de 3,8 % en glissement annuel, pour s'établir à 156,5 TWh.

La production nucléaire diminue de 1,0 % en glissement annuel, à 111,7 TWh. L'utilisation du parc maintient néanmoins sa reprise amorcée au premier trimestre 2018, après une année 2017 de faible production due à plusieurs maintenances et fermetures temporaires. Au premier trimestre 2019, le nucléaire assure 71,4 % de la production totale d'électricité.

En raison d'un fort déficit pluviométrique, la production hydraulique recule nettement, de 29,3 % sur un an.

À l'inverse, portée par des conditions d'ensoleillement exceptionnelles, la production photovoltaïque progresse nettement (+ 56,6 % en glissement annuel). La production éolienne progresse également, mais dans une moindre mesure (+ 5,3 % en glissement annuel).

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

En GWh

Électricité	2019 T1		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production d'électricité nette	156 488	-3,8	100,0
dont : - nucléaire	111 717	-1,0	71,4
- hydraulique (yc pompages)	15 256	-29,3	9,7
- éolienne	9 775	5,3	6,2
- photovoltaïque	2 256	56,6	1,4
- production thermique classique	17 484	-0,2	11,2
Solde : exportations - importations	13 651	-1,2	
Pompages (énergie absorbée)	1 528	-20,0	
Énergie appelée réelle (yc pertes)	141 309	-3,9	100,0
dont : - basse tension	63 859	-6,1	45,2
- moyenne tension	43 004	-3,4	30,4
- haute tension	20 059	-2,5	14,3

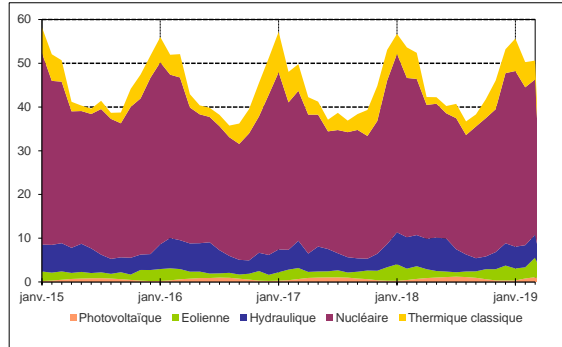
Source : SDES, d'après CNR, EDF, Enedis, RTE et Uniper France Power

La production des centrales thermiques classiques s'élève à 17,5 TWh au premier trimestre. Elle recule à nouveau sur un an, très légèrement (- 0,2 %). Dans un contexte climatique particulièrement doux, les installations thermiques classiques, utilisées comme moyens de pointe pour ajuster l'offre à la demande, ont

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

en effet été moins sollicitées qu'au premier trimestre 2018. Elles ont ainsi assuré seulement 11,2 % de la production nationale d'électricité.

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 premier trimestre 2019, de 3,9 % en glissement annuel. Cette baisse concerne les consommations en basse, moyenne et haute tensions, qui décroissent respectivement de 6,1 %, 3,4 % et 2,5 % sur un an. La baisse en basse tension s'explique en partie par le fait que les besoins de chauffage ont été moins importants que l'an passé, à la suite de températures plus élevées, tout particulièrement en février et dans une moindre mesure en mars. Elle confirme également une tendance générale à la baisse depuis le début d'année 2018 : corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, l'énergie appelée diminue en effet également de 1,5 % en glissement annuel. Les basse, moyenne et haute tensions diminuent respectivement de 1,5 %, 1,3 % et 1,9 %.

La puissance maximale appelée depuis le réseau de transport au cours du trimestre est de 88,5 GW. Cette pointe de consommation, qui a eu lieu le 24 janvier 2019, est inférieure de 8,4 % à celle du premier trimestre 2018.

Au premier trimestre, le solde exportateur des échanges physiques recule légèrement, de 1,2 %. Il s'améliore aux interconnexions frontalières avec l'Espagne et la Belgique, mais recule aux interconnexions avec l'Italie, l'Allemagne, la Suisse et la Grande-Bretagne.

En données corrigées des variations saisonnières, climatiques, et des jours ouvrables, l'énergie appelée diminue légèrement, de 0,4 % entre le quatrième trimestre 2018 et le premier trimestre 2019. Les basse, moyenne et haute tensions reculent respectivement de 0,2 %, 0,8 % et 0,3 %.

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

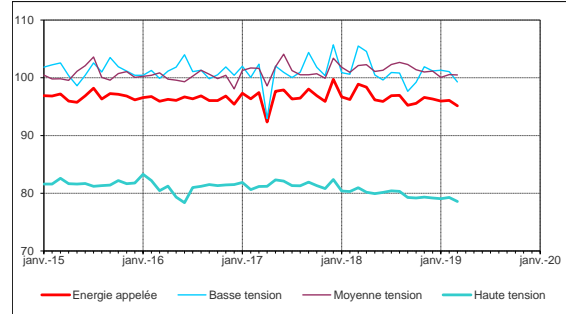
En %

Électricité	T/T-1	T/T-4*
Énergie appelée	-0,4	-1,5
dont : - basse tension	-0,2	-1,5
- moyenne tension	-0,8	-1,3
- haute tension	-0,3	-1,9

* 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

Le début d'année a été marqué par la montée en régime de l'action concertée de réduction de la production de pétrole associant l'OPEP et la Russie, afin de soutenir les cours, qui avaient très fortement chuté en décembre de l'année dernière. Outre ces mesures volontaires, la production mondiale s'est réduite tout au long du trimestre en raison du recul de la production vénézuélienne et d'un tassement de la production canadienne. Ces mesures ont contribué à maintenir les cours à la hausse, le baril dépassant 66 \$ en mars. En moyenne trimestrielle, néanmoins, les cours sont plutôt orientés à la baisse, le quatrième trimestre 2018 ayant été marqué par des records de prix en octobre. Mesurée en euros, la baisse est légèrement moins prononcée, du fait d'une dépréciation de la monnaie européenne face au dollar.

Les cours du gaz sur les marchés du nord-ouest de l'Europe sont également orientés à la baisse au premier trimestre 2019, mais de manière beaucoup plus prononcée : à 18,8 €/MWh, le prix spot du gaz naturel sur le marché NBP à Londres baisse de 24,9 % par rapport au quatrième trimestre de l'année dernière. Cette baisse est due notamment à l'augmentation continue des importations de gaz naturel liquéfié, et confirme le décrochage des cours du gaz par rapport à ceux du pétrole brut observé ces derniers mois.

Le prix spot moyen de l'électricité livrable en France baisse également fortement ce trimestre, de 24,8 %, pour s'établir à 47,2 €/MWh en moyenne sur les trois derniers mois. La baisse significative des besoins de chauffage et donc celle de la consommation en fin de trimestre, alors que la production nucléaire s'est maintenue et que le cours des combustibles fossiles chutait en parallèle, expliquent cette évolution.

Prix et cotations des énergies

	2019 T1		2018 T4		Moyenne des 4 derniers trimestres	
	Valeur	%	Valeur	%	Valeur	%*
Cotation						
US\$ en € (courant)	0,881	0,876	0,5	0,9	0,9	
Brent daté (\$/bl)	63,2	67,7	-6,7	70,1	21,9	
Brent daté (€/bl)	55,6	59,3	-6,2	60,5	23,4	
Gaz - Spot NBP (€/MWh)	18,8	25,1	-24,9	22,4	21,9	
Électricité - Spot Base Epex** (€/MWh)	47,2	62,8	-24,8	51,0	20,7	
Prix à la consommation (TTC)						
SP95 (€/l)	1,45	1,48	-2,2	1,50	7,8	
Gazole (€/l)	1,43	1,47	-2,6	1,45	14,7	
Fioul domestique (€/l)	0,93	0,96	-4,0	0,93	21,7	

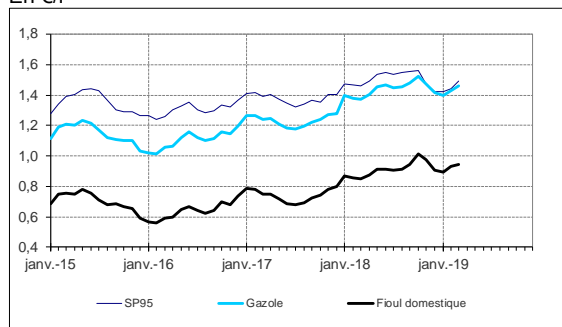
* Variation par rapport à la période similaire de l'année précédente.

** European Power Exchange.

Sources : DGEC ; Reuters ; Epex (électricité)

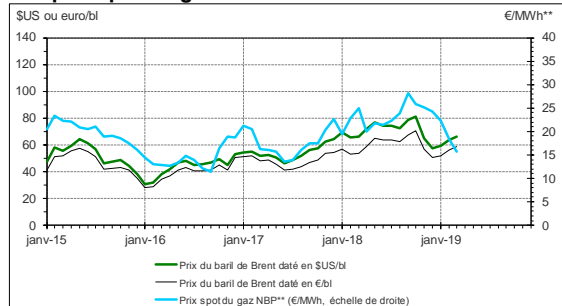
Dans la continuité de l'évolution du cours du baril de Brent, les prix à la consommation ont augmenté sur les trois derniers mois. Néanmoins, la valeur très élevée des prix du mois d'octobre 2018, qui n'avait pas été observée depuis début 2014, conduit à une évolution en moyenne trimestrielle orientée à la baisse : - 2,2 % pour le SP95 et - 2,6 % pour le gazole. Les fiscalités de l'essence et du diesel s'étant rapprochées ces dernières années, les prix à la pompe sont désormais quasi identiques. Ils s'élèvent ainsi à 1,45 € pour le SP95 et 1,43 € pour le gazole (TTC) en moyenne au premier trimestre. Le litre de fioul domestique s'élève, quant à lui, à 0,93 € au premier trimestre 2019, en baisse de 4,0 % en 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.

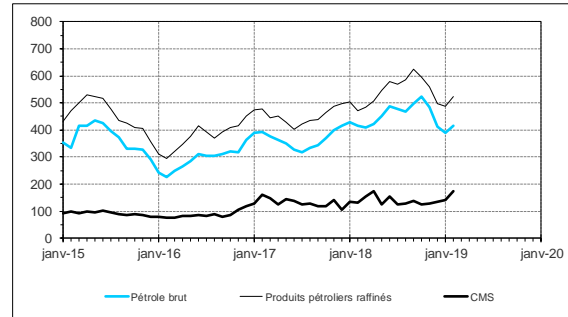
** National Balancing Point pour livraison dans un mois (bourse de Londres).

Sources : DGEC ; Reuters

LA FACTURE ÉNERGÉTIQUE (FÉVRIER 2019)

Dans le sillage des prix observés sur les marchés internationaux, le prix moyen du pétrole brut acheté par la France a augmenté en février de 6,3 % (les données de la facture énergétique ne sont disponibles que jusqu'en février). Il s'établit ainsi à 415 €/t, contre 390 €/t le mois précédent. Le prix à l'importation des produits raffinés s'élève, quant à lui, à 522 €/t, en hausse également. Ces hausses, qui vont sans doute se confirmer en mars, ne compensent néanmoins pas la forte baisse observée en début du quatrième trimestre de l'année dernière.

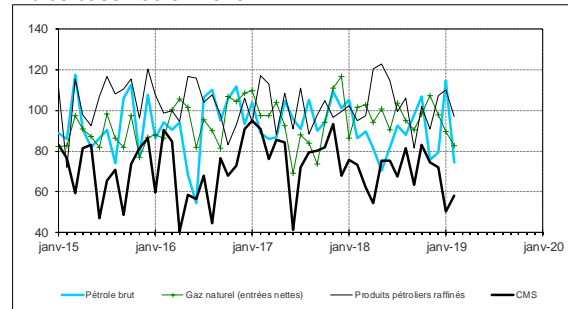
Prix moyens mensuels des énergies importées
En €/t



Source : calcul 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 février, en forte baisse sur un mois, du fait notamment d'une diminution des quantités importées, et malgré la hausse des prix. La dépense en produits raffinés, nette des bénéfices tirés des exportations, s'élève, quant à elle, à 0,9 milliard d'euros (Md€) en février, soit près d'un quart de moins qu'en janvier. L'amélioration du solde du commerce extérieur en produits raffinés, dans un contexte d'augmentation des prix, permet un allègement de plus de 250 millions d'euros (M€) de la facture énergétique sur un mois. La facture gazière est, elle aussi, en forte baisse et s'établit à 0,6 milliard d'euros, du fait notamment d'une baisse des quantités importées. Les dépenses en charbon augmentent, quant à elles, légèrement, la facture s'élevant à 168 millions d'euros en février. Le solde exportateur d'électricité augmente fortement, profitant du maintien de la production nucléaire à de hauts niveaux, dans un contexte de baisse de la consommation, permettant d'alléger la facture énergétique de la France de 247 M€ en février.

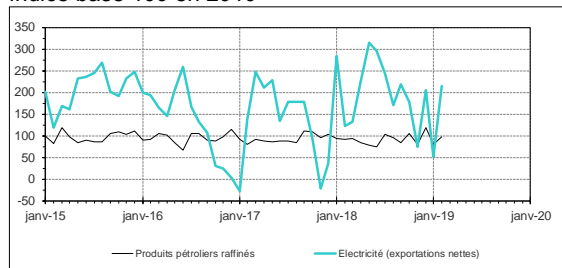
Quantités importées de pétrole, de combustibles minéraux solides et de gaz naturel
Indice base 100 en 2010



Source : calcul SDES, d'après Douanes

Quantités exportées de produits pétroliers raffinés et d'électricité

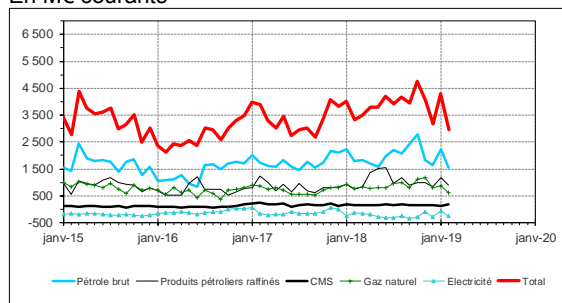
Indice base 100 en 2010



Source : calcul SDES, d'après Douanes

Facture énergétique mensuelle de la France

En M€ courants



Source : calcul SDES, d'après Douanes

Après avoir atteint un pic en janvier, la facture énergétique de la France baisse fortement en février, pour s'établir à 3,0 Md€, sans pour autant revenir au niveau du mois d'octobre 2018, au cours duquel les cours du pétrole avaient été très élevés. Mesurée en cumul sur les douze derniers mois, entre mars 2018 et février 2019, elle s'élève à 46,5 Md€, en hausse de 17,0 % par rapport à la même période de l'année précédente.

Facture énergétique et prix moyens à l'importation en France

Facture énergétique (Md€)	Février 2019		Janvier 2019		%	Cumul des 12 derniers mois	
	Valeur	Valeur	Valeur	Valeur		Valeur	%*
Importations totales (I)	4,3	5,5	-20,9	61,9	17,3		
dont : - CMS (combustibles minéraux solides)	0,2	0,1	-42,8	1,9	-3,2		
- pétrole brut	1,5	2,2	-30,9	23,8	11,3		
- produits pétroliers raffinés	1,7	1,8	-5,9	23,0	25,2		
- gaz naturel	0,9	1,1	-24,0	12,4	21,7		
Exportations totales (E)	1,4	1,2	15,6	15,4	18,0		
dont : - produits pétroliers raffinés	0,8	0,7	23,8	9,8	12,0		
- électricité	0,3	0,2	23,0	3,8	43,3		
Facture énergétique (I-E)	3,0	4,3	-30,9	46,5	17,0		
dont : - pétrole brut et produits raffinés	2,4	3,4	-28,1	37,0	19,4		
- gaz naturel	0,6	0,9	-28,7	10,5	23,7		
- électricité	-0,2	-0,1	289,0	-2,8	73,2		

Prix moyens à l'importation (US\$ ou €)	Février 2019		Janvier 2019		%	Moyenne des 12 derniers mois	
	Valeur	Valeur	Valeur	Valeur		Valeur	%*
Pétrole brut importé (\$/bl)	64,3	60,8	5,7	72,1	23,5		
Pétrole brut importé (€/t)	414,9	390,4	6,3	453,2	22,3		
Produits pétroliers raffinés importés (€/t)	522,1	488,6	6,8	543,6	19,8		

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

Exep 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.

Simon BECK, SDES
Évelyne MISAK, SDES
David MOMBEL, SDES

Directeur de publication : Sylvain Moreau

Dépôt légal : mai 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