



D A T A Essentiel L A B

Commissariat général au développement durable

Conjoncture énergétique Quatrième trimestre 2018

FÉVRIER 2019

Au quatrième trimestre 2018, la production d'énergie primaire s'élève à 30,3 Mtep, en hausse de 7,3 % sur un an. La production nucléaire augmente de 7,4 % et confirme sa reprise amorcée tout au long de l'année, après une année 2017 de faible production. L'ensemble des énergies hydraulique, éolienne et photovoltaïque progresse également fortement sur un an, de 5,3 %. La consommation d'énergie primaire réelle, à 62,8 Mtep, diminue légèrement en glissement annuel, notamment à la suite de températures plus clémentes ce trimestre, tout particulièrement en novembre et décembre. Le taux d'indépendance énergétique progresse de 3,3 % en glissement annuel au quatrième trimestre, à 48,2 %. En cumul sur les douze derniers mois, il augmente de 2,5 points, à 49,7 %. Après avoir atteint un pic en octobre, la facture énergétique de la France baisse fortement en novembre, pour s'établir à 4,2 Md€. Mesurée en cumul sur les douze derniers mois, entre décembre 2017 et novembre 2018, elle s'élève à 47,2 Md€, en hausse de 18,5 % par rapport à la même période de l'année précédente.

Au quatrième trimestre 2018, la production d'énergie primaire (voir méthodologie) s'élève à 30,3 Mtep, en hausse de 7,3 % par rapport au quatrième trimestre 2017. Elle est notamment tirée par la forte augmentation de la production nucléaire, en progression de 7,4 % en glissement annuel, à 28,2 Mtep. L'utilisation du parc maintient donc sa reprise amorcée au début de l'année, après une année 2017 de faible production due à plusieurs maintenances et fermetures temporaires. La production d'électricité renouvelable augmente de 5,3 % en glissement annuel. Tirée à la fois par l'augmentation des capacités installées et par des conditions de vent favorables, la production éolienne poursuit en effet sa progression (+ 14,0 % en glissement annuel). Les productions hydraulique et photovoltaïque augmentent, quant à elles, légèrement, respectivement de + 0,5 % et + 1,3 % sur un an.

La consommation d'énergie primaire réelle s'établit à 62,8 Mtep au quatrième trimestre, diminuant légèrement, de 0,1 % 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 novembre et décembre : corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la consommation d'énergie primaire augmente au contraire de 1,1 %.

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

En milliers de tep

Énergie primaire	2018 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production nationale d'énergie primaire	30 290	7,3	100,0
dont : - pétrole	195	1,1	0,6
- nucléaire (brut)	28 219	7,4	93,1
- hydraulique, éolien et photovoltaïque (brut)	1 863	5,3	6,2
Consommation d'énergie primaire réelle (1)	62 794	-0,1	100,0
dont : - charbon	1 791	-19,1	2,9
- pétrole	20 272	0,6	32,3
- gaz naturel	11 665	-8,0	18,6
- nucléaire et EnR électriques (2)	29 066	4,6	46,3

Taux d'indépendance énergétique	48,2%	3,3
Émissions de CO ₂ dues à l'énergie (milliers de t CO ₂)	89 845	-4,6

(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.

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

En données corrigées des variations saisonnières, climatiques, et des jours ouvrables, la consommation d'énergie primaire diminue légèrement, de 0,2 % entre les troisième et quatrième trimestres 2018. Le charbon et le gaz naturel expliquent cette baisse, du fait notamment d'une moindre sollicitation des combustibles thermiques pour la production d'électricité, dans un contexte de reprise de la production nucléaire et

d'augmentation de la production d'énergies renouvelables électriques.

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

En %

	T/T-1	T/T-4 (5)
Consommation d'énergie primaire (3)	- 0,2	1,1
dont : - charbon	- 16,0	- 15,4
- pétrole	1,0	0,2
- gaz naturel	- 2,6	- 3,4
- nucléaire et EnR électriques (4)	1,6	5,2

(3) Énergie primaire mesurée en tep.

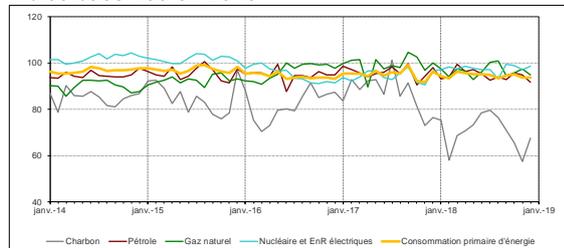
(4) Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque.

(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



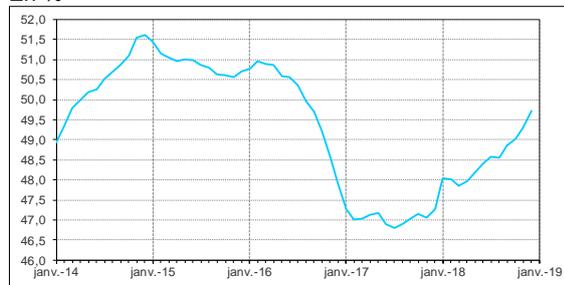
Source : calcul SDES, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

La production augmentant plus rapidement que la consommation, le **taux d'indépendance énergétique** progresse de 3,3 % en un an, s'établissant à 48,2 % au quatrième trimestre. Mesuré en cumul sur une année, entre janvier et décembre 2018, il augmente sensiblement, de 2,5 points, à 49,7 %.

Avec la poursuite du repli de l'activité des centrales thermiques à combustibles fossiles ce trimestre, les **émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie** baissent à nouveau de 4,6 % au quatrième trimestre, en données brutes, sur un an. Sur l'ensemble de l'année 2018, ces émissions reculent également, de 4,7 %, par rapport à 2017.

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

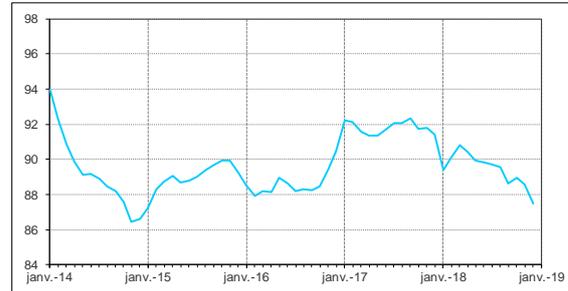
En %



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 quatrième trimestre 2018, la consommation totale de combustibles minéraux solides (CMS) s'élève à 2,9 millions de tonnes (Mt), en forte baisse de 20 % par rapport à la même période en 2017. Face à cette faible demande, les importations reculent sensiblement, de plus de 12 %, à 3,5 Mt.

Bilan trimestriel des combustibles minéraux solides
(séries brutes)

En milliers de tonnes

Combustibles minéraux solides (1)	2018 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part (%)
Importations totales nettes	3 506	- 12,4	
Variations de stocks (2)	- 294		
Consommation totale réelle	2 893	- 19,5	100,0
dont : - centrales électriques	624	- 53,5	21,6
- sidérurgie	1 553	0,6	53,7

(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

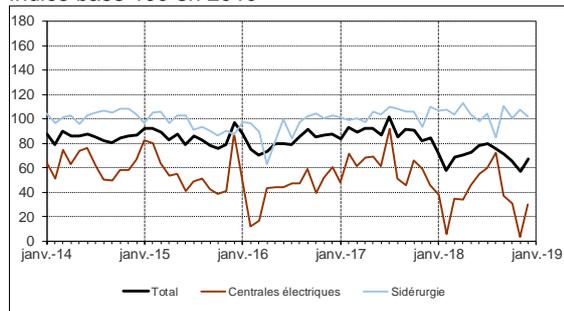
La consommation de charbon-vapeur pour la production d'électricité s'élève à 0,6 Mt au dernier trimestre, en forte baisse sur un an (- 54 %). Plusieurs facteurs pourraient expliquer cette chute. En premier lieu, les conditions climatiques, plus douces que fin 2017, avec une température moyenne de 10,1 °C (soit 0,7°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, leur besoin de consommation diminue à un rythme légèrement moins rapide (- 42 %).

Par ailleurs, le quatrième trimestre 2017 avait connu une consommation plus élevée, en compensation d'un niveau relativement bas des productions hydraulique et nucléaire. Enfin, la production a été 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 revanche, la consommation de charbon pour la fabrication d'acier a légèrement augmenté en glissement annuel (+ 0,6 %), à 1,6 Mt.

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 pu stocker des produits charbonniers au quatrième trimestre, pour une quantité de 0,3 Mt. Ces stocks s'élèvent à 2,9 Mt fin décembre 2018, niveau en baisse sur un an. En particulier, les stocks destinés à la production électrique ont diminué par rapport à décembre 2017 (- 0,1 Mt). Ils représentent plus de la moitié de l'ensemble des stocks de CMS (59 %) et correspondent à une autonomie de 8,3 mois au rythme actuel annualisé de la consommation, soit près de 3 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	- 16,1	- 15,7
dont : - centrales électriques	- 61,8	- 42,4
- sidérurgie	3,2	0,6

* 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 les troisième et quatrième trimestres (- 16 %), en raison principalement de l'effondrement des consommations pour la production d'électricité (- 62 %), et malgré la progression de l'activité du secteur de l'acier dans le même temps (+ 3,2 %).

LES PRODUITS PÉTROLIERS

La consommation totale réelle de produits pétroliers s'élève à 20,3 millions de tonnes (Mt) au quatrième trimestre 2018, en légère progression de 0,6 % par rapport à la même période en 2017. Cette hausse est essentiellement liée à un nombre supérieur de jours ouvrables et à un climat plus clément au quatrième trimestre 2018. Corrigée de ces facteurs, la consommation est quasiment stable (+ 0,2 % 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 1,4 %. Cette baisse est imputable à celle des ventes de gazole, qui représentent 81 % de ces consommations et qui se sont sensiblement repliées (- 2,9 %). Au contraire, les ventes de supercarburants continuent d'augmenter (+ 5,6 %) : 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 45,3 % au quatrième trimestre, soit 4,7 points de plus qu'un an auparavant.

La baisse globale de consommation de carburants routiers apparaît imputable au mois de décembre. Elle peut notamment s'expliquer par l'effet des mobilisations hebdomadaires dites des « gilets jaunes » depuis mi-novembre, qui se sont 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.

Les livraisons de fioul domestique, utilisé pour le chauffage, se sont contractées de plus de 2 % en glissement annuel, particulièrement en novembre et décembre (- 11 % puis - 25 % comparé aux mêmes mois en 2017), à la suite d'une forte hausse en octobre. En effet, les températures moyennes, plus hautes qu'à la même période l'an dernier (+ 0,7°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, au contraire, de 0,5 % sur un an.

Mesurées en glissement annuel, les ventes de carburateurs ont augmenté de 6,2 % au dernier trimestre 2018, dans le sillage du trafic aérien. À l'inverse, les ventes de gazole non routier ont reculé de 2,8 %, à 1,1 Mt, et la consommation de GPL s'est repliée de 9,7 %.

Production et consommation de produits pétroliers
(séries brutes)

En milliers de tonnes

Produits pétroliers (1)	2018 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production nationale (2)	195	1,1	
Consommation totale (3)	20 272	0,6	100,0
dont : - total carburants routiers	10 436	- 0,7	51,5
dont : - supercarburants	1 981	6,6	9,8
- gazole	8 456	- 2,3	41,7
- fioul domestique	1 756	- 2,3	8,7
- gazole non routier (4)	1 071	- 2,8	5,3
- carburateurs	1 656	6,2	8,2
- gaz de pétrole liquéfié (GPL)	476	- 9,7	2,3

(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

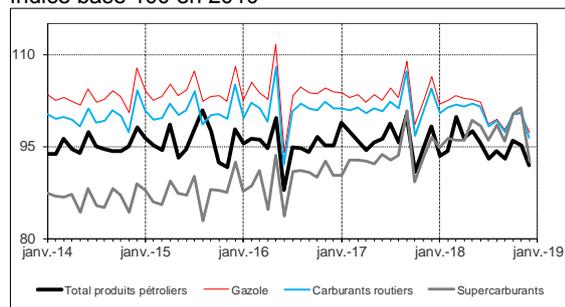
Évolution de la consommation des produits pétroliers (séries CVS-CVC-CJO) En %

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

* 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 progresse entre les troisième et quatrième trimestres 2018 (+ 1,0 %). Cette évolution à la hausse affecte quasiment tous les produits. En particulier, les ventes de supercarburants sont en hausse de 1,3 %, tandis que celles de gazole progressent à un rythme moins soutenu (+ 0,7 %). Seuls le gazole non routier et le GPL présentent des consommations en baisse sur un trimestre, avec respectivement - 2,5 % et - 4,1 %.

Consommation de produits pétroliers (séries CVS-CVC-CJO) Indice base 100 en 2010



Source : calcul SDES d'après CPDP

LE GAZ NATUREL

À 129,2 TWh, les importations nettes de gaz naturel¹ reculent de 5,8 % au quatrième trimestre par rapport à leur niveau observé un an auparavant. Cette baisse concerne exclusivement les entrées nettes par gazoduc qui diminuent de 26,3 %. A contrario, les entrées nettes de gaz naturel liquéfié, qui représentent 34,4 % du total des importations nettes du trimestre, doublent.

À 250 GWh, la production nationale de gaz naturel progresse en glissement annuel de 57,1 % au quatrième trimestre, portée par les 220 GWh de biométhane injectés dans les réseaux de transport et de distribution. Les injections de biométhane dans les réseaux de gaz naturel ont en effet progressé de 79,9 % en l'espace d'un an, confirmant le développement de la filière.

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

Bilan trimestriel du gaz naturel (séries brutes) En TWh PCS

Gaz naturel	2018 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Importations nettes	129,2	- 5,8	
Production nationale	0,250	57,1	
Soustractions des stocks*	22,8	- 20,6	
Consommation totale (hors pertes) réelle	151,5	- 8,0	100,0
dont : - gros clients reliés au réseau de transport	55,8	- 9,9	36,8
dont clients CCCG**	14,1	- 25,1	9,3
- résidentiel-tertiaire, petite industrie	95,7	- 6,8	63,2

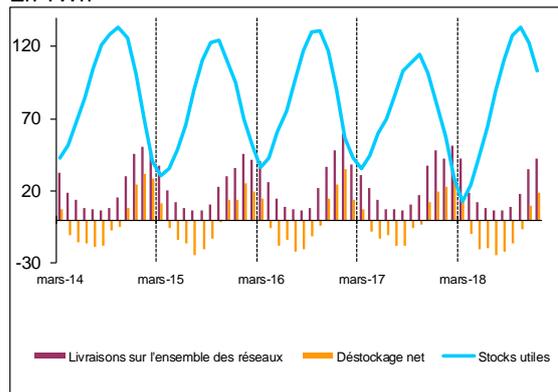
* Positif quand on soustrait des quantités des stocks pour les consommer, négatif quand on remplit les stocks.

** Centrales à cycle combiné au gaz.

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

La phase de soutirage des stocks a débuté en novembre. Les stocks ont ainsi diminué de 22,8 TWh au quatrième trimestre, soit 20,6 % de moins qu'un an auparavant. Le niveau des stocks utiles avait atteint un point inhabituellement bas à la fin du premier trimestre puis s'était redressé à la fin du deuxième trimestre. Celui de fin décembre 2018 est supérieur de 27,9 % à son niveau d'il y a un an.

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 8,0 % au quatrième trimestre 2018. Cette baisse concerne à la fois les livraisons aux petits clients reliés aux réseaux de distribution (- 6,8 %) et les livraisons sur le réseau de transport (- 9,9 %). Sans celles destinées aux centrales à cycle combiné au gaz (CCCG), qui ont reculé de 25,1 %, la consommation des gros clients reliés au réseau de transport diminue en fait de 3,2 %, toujours en glissement annuel. Les températures plus élevées que l'an passé, tout particulièrement en novembre et en décembre, expliquent la baisse de la demande, mais pas totalement : corrigée des variations climatiques et des jours ouvrables, la consommation totale de gaz naturel recule en glissement annuel de 3,4 %. Cette baisse concerne principalement les livraisons aux clients reliés aux réseaux de transport (- 8,1 %), impactées par la moindre sollicitation des CCCG, tandis que celles aux petits clients reliés aux réseaux de distribution diminuent plus légèrement (- 0,6 %).

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

Corrigée des variations saisonnières, climatiques, et des jours ouvrables, la consommation totale de gaz naturel recule entre les troisième et quatrième trimestres 2018 de 2,6 %. Cette baisse concerne les livraisons aux clients reliés aux réseaux de transport (- 7,3 %), tandis que celles aux petits clients reliés aux réseaux de distribution augmentent légèrement (+ 0,4 %).

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	- 2,6	- 3,4
dont : - gros clients reliés au réseau de transport	- 7,3	- 8,1
- résidentiel-tertiaire, petite industrie	0,4	- 0,6

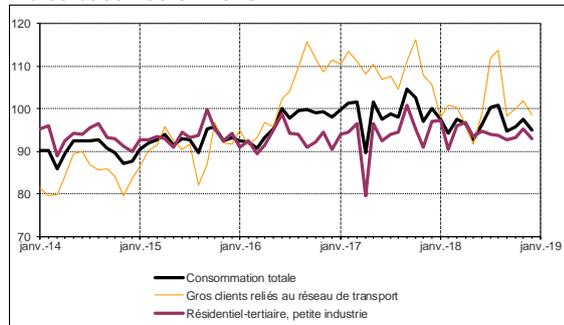
* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement.

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

Consommation totale (hors pertes) de gaz naturel

(séries CVS-CVC-CJO)

Indice base 100 en 2010



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

L'ÉLECTRICITÉ

Au quatrième trimestre 2018, la production totale d'électricité augmente de 2,8 % en glissement annuel, pour s'établir à 141,0 TWh.

La production nucléaire progresse de 7,7 % en glissement annuel, à 103,1 TWh. L'utilisation du parc maintient donc sa reprise amorcée au premier trimestre 2018, après une année 2017 de faible production due à plusieurs maintenances et fermetures temporaires. Au quatrième trimestre 2018, le nucléaire assure 73,2 % de la production totale d'électricité.

Tirée à la fois par l'augmentation des capacités installées et par des conditions de vent favorables, la production éolienne poursuit sa progression (+ 14,0 % en glissement annuel).

Les productions hydraulique et photovoltaïque augmentent, quant à elles, légèrement, respectivement de 0,5 % et 1,3 % sur un an.

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

Électricité	2018 T4		
	Quantité	Évolution (%) T/T-4	Part en %
Production d'électricité nette	140 993	2,8	100,0
dont : - nucléaire	103 142	7,7	73,2
- hydraulique (yc pompages)	11 913	0,5	8,4
- éolienne	8 239	14,0	5,8
- photovoltaïque	1 366	1,3	1,0
- production thermique classique	16 333	- 22,1	11,6

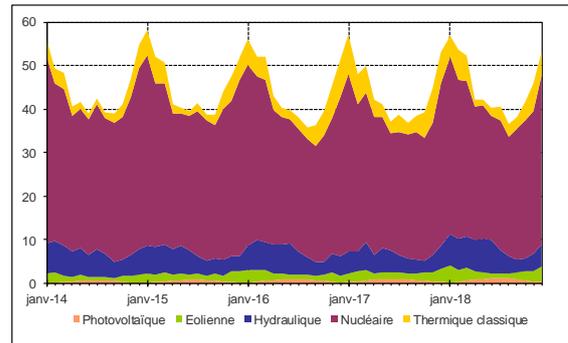
Solde : exportations - importations	11 747	317,6
Pompages (énergie absorbée)	2 004	2,3

Energie appelée réelle (yc pertes)	127 242	- 3,9	100,0
dont : - basse tension	54 591	- 5,5	42,9
- moyenne tension	41 101	- 0,9	32,3
- haute tension	20 136	- 4,0	15,8

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

La production des centrales thermiques classiques s'élève à 16,3 TWh au quatrième trimestre. Elle se contracte à nouveau sur un an (- 22,1 %). Dans un contexte de hausse de la production électrique cumulée des autres filières, les installations thermiques classiques, utilisées comme moyens de pointe pour ajuster l'offre à la demande, ont en effet été moins sollicitées qu'au quatrième trimestre 2017. Elles ont ainsi assuré seulement 11,6 % de la production nationale d'électricité.

Production d'électricité par filière



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

L'énergie appelée réelle recule au quatrième trimestre 2018, de 3,9 % en glissement annuel. Cette baisse concerne les consommations en basse, moyenne et haute tensions, qui décroissent respectivement de 5,5 %, 0,9 % et 4,0 % 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 novembre et décembre. Elle confirme également une tendance générale à la baisse depuis le début d'année : 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 1,9 %, 0,3 % et 2,9 %.

La puissance maximale appelée depuis le réseau de transport au cours du trimestre est de 84,5 GW. Cette pointe de consommation, qui a eu lieu le 13 décembre 2018, est supérieure de 0,9 % à celle du quatrième trimestre 2017.

Au quatrième trimestre, le solde exportateur des échanges physiques poursuit son rebond, quadruplant

sur un an, à la faveur de la reprise des productions hydraulique et nucléaire. Il s'améliore ainsi nettement aux interconnexions frontalières avec l'Italie, la Grande-Bretagne, la Belgique, l'Allemagne et la Suisse, mais recule en revanche légèrement à l'interconnexion avec l'Espagne.

En données corrigées des variations saisonnières, climatiques, et des jours ouvrables, l'énergie appelée diminue légèrement, de 0,3 % entre les troisième et quatrième trimestres 2018. Les moyenne et haute tensions reculent respectivement de 1,2 % et 1,4 %, tandis que la basse tension augmente de 1,0 %.

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

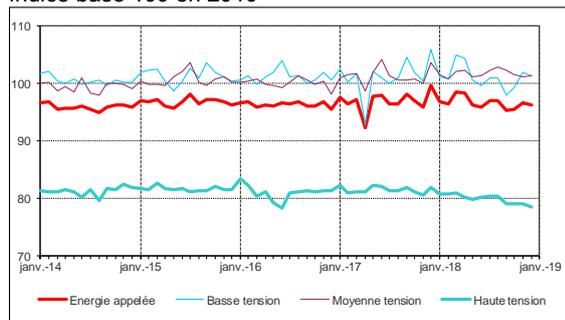
En %

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

* 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

À la suite de fortes hausses en septembre et en octobre, le cours du Brent a atteint un niveau qui n'avait pas été observé depuis quatre ans au début du trimestre, à 86 \$ le baril. Néanmoins, et malgré l'entrée en vigueur des sanctions américaines contre l'Iran et la décision de l'Arabie saoudite de ralentir sa production, celui-ci a très fortement chuté ensuite, pour s'établir à 57,4 \$ en moyenne en décembre. L'augmentation de l'offre en provenance des États-Unis, les exemptions accordées à certains pays concernant le pétrole iranien et les perspectives défavorables sur la croissance mondiale, et donc la demande de pétrole, expliquent cette baisse, qui s'établit à près de 10 % sur le trimestre. 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 eux orientés à la hausse au quatrième trimestre 2018 : à 25,1 €/MWh, le prix spot du gaz naturel sur le marché NBP à Londres augmente de 1,2 % par rapport au troisième trimestre. La baisse des cours en novembre et décembre, dans le sillage de ceux du pétrole, n'a en effet pas permis de revenir aux valeurs du début de l'été.

Le prix spot moyen de l'électricité livrable en France augmente également ce trimestre, de 9,6 %, pour

s'établir à 62,8 €/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

	2018 T4	2018 T3	%	Moyenne des 4 derniers trimestres	
	Valeur	Valeur		Valeur	%*
Cotation					
US\$ en € (courant)	0,876	0,860	1,9	0,8	-4,5
Brent daté (\$/bl)	67,7	75,2	-9,9	71,0	31,0
Brent daté (€/bl)	59,3	64,6	-8,3	60,2	25,3
Gaz - Spot NBP (€/MWh)	25,1	24,8	1,2	23,3	32,6
Électricité - Spot Base Epex** (€/MWh)	62,8	57,3	9,6	50,2	11,6
Prix à la consommation (TTC)					
SP95 (€/l)	1,48	1,54	-3,9	1,50	9,3
Gazole (€/l)	1,47	1,46	0,7	1,44	16,6
Fioul domestique (€/l)	0,96	0,92	4,4	0,91	22,9

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

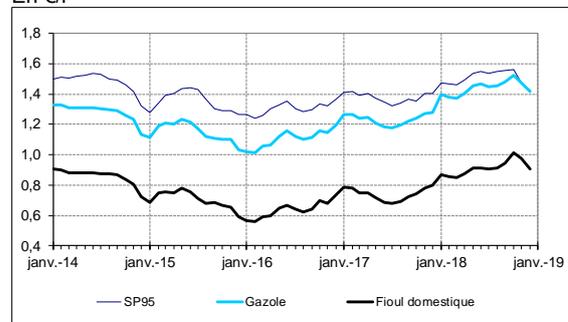
** European Power Exchange.

Sources : DGEC ; Reuters ; Epex (électricité)

Dans la continuité de l'évolution du cours du baril de Brent, les prix à la consommation ont fortement baissé sur les deux derniers mois. Néanmoins, la valeur très élevée des prix du mois d'octobre, qui n'avait pas été observée depuis début 2014, conduit à une évolution en moyenne trimestrielle plus contrastée, en baisse pour le SP95, mais en légère hausse pour le gazole. Les fiscalités de l'essence et du diesel ayant fortement convergé ces derniers temps, les prix à la pompe sont désormais quasi identiques. Ils s'élevaient ainsi à 1,48 € pour le SP95 et 1,47 € pour le gazole (TTC) en moyenne au quatrième trimestre, soit respectivement 6 c€ de moins et 1 c€ de plus qu'au trimestre précédent. Le litre de fioul domestique s'élève, quant à lui, à 0,96 € au quatrième trimestre, en hausse de 4,4 % en trois mois.

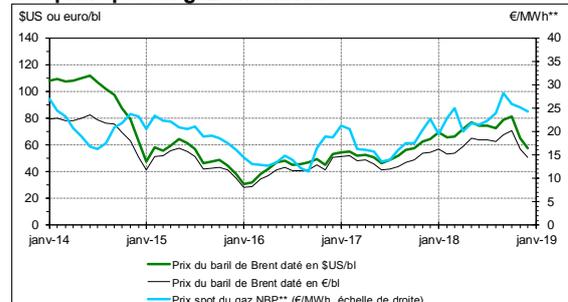
Prix à la consommation

En €/l



Source : DGEC

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



* Prix courants.

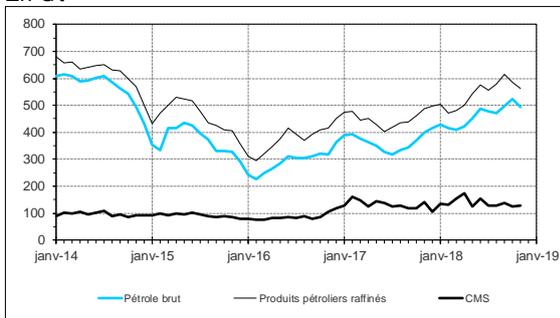
** National Balancing Point pour livraison dans un mois (bourse de Londres).

Sources : DGEC ; Reuters

LA FACTURE ÉNERGÉTIQUE (NOVEMBRE 2018)

Dans le sillage des prix observés sur les marchés internationaux, le prix moyen du pétrole brut acheté par la France a baissé en novembre de 5,7 % (les données de la facture énergétique ne sont disponibles que jusqu'en novembre). Il s'établit ainsi à 495 €/t, contre 525 €/t le mois précédent. Le prix à l'importation des produits raffinés s'élève, quant à lui, à 564 €/t, en baisse également. Ces baisses, qui vont sans doute se confirmer en décembre, ne compensent néanmoins pas les fortes hausses des trimestres précédents.

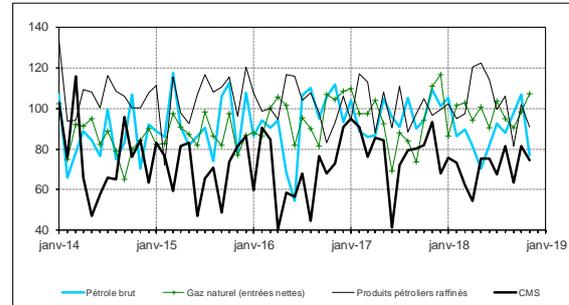
Prix moyens mensuels des énergies importées En €/t



Source : calcul SDES, d'après Douanes

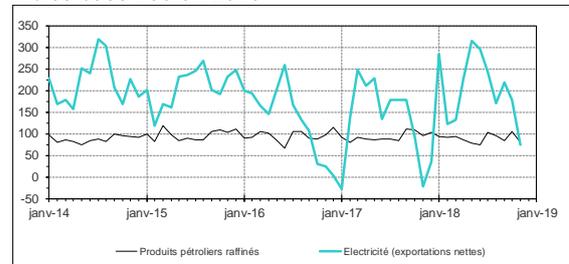
Principal poste de la facture énergétique de la France, les dépenses d'importations de pétrole brut représentent 1,9 milliard d'euros (Md€) en novembre, redescendant à un niveau proche de celui d'avant l'été 2018, du fait à la fois de la baisse des prix et d'une diminution des quantités importées. La dépense en produits raffinés, nette des bénéfices tirés des exportations, s'élève, quant à elle, à 1,0 milliard d'euros (Md€) en novembre, en hausse de 3,1 % par rapport à octobre. La baisse des prix à l'importation, répercutée par ailleurs à l'exportation, ne permet pas de compenser la baisse des volumes exportés. La facture gazière est elle aussi en augmentation et s'établit à 1,2 milliard d'euros, du fait notamment d'une hausse des quantités importées. Les dépenses en charbon diminuent, quant à elles, légèrement, la facture s'élevant à 157 millions d'euros (M€) en novembre. Le solde exportateur d'électricité poursuit sa baisse amorcée à l'été avec la baisse de la production hydraulique, mais reste négatif, permettant d'alléger la facture énergétique de la France de 89 M€ en novembre. Celui-ci est habituellement faible en hiver, la demande étant plus forte et compensant la production.

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



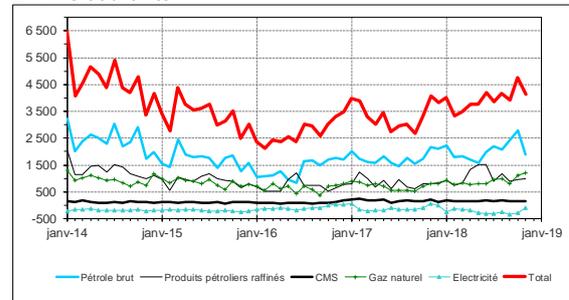
Source : calcul SDES, d'après Douanes

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 octobre, la facture énergétique de la France baisse fortement en novembre, pour s'établir à 4,2 Md€. Mesurée en cumul sur les douze derniers mois, entre décembre 2017 et novembre 2018, elle s'élève à 47,2 Md€, en hausse de 18,5 % par rapport à la même période de l'année précédente.

Facture énergétique et prix moyens à l'importation en France

Facture énergétique (Md€)	Novembre 2018	Octobre 2018	%	Cumul des 12 derniers mois	
	Valeur	Valeur		Valeur	%*
Importations totales (I)	5,3	6,3	-16,1	62,4	19,2
dont : - CMS (combustibles minéraux solides)	0,2	0,2	-7,4	1,9	-11,0
- pétrole brut	1,9	2,8	-32,0	24,7	19,0
- produits pétroliers raffinés	1,7	2,0	-14,1	22,4	21,6
- gaz naturel	1,3	1,2	7,9	12,6	26,7
Exportations totales (E)	1,1	1,5	-26,8	15,1	21,6
dont : - produits pétroliers raffinés	0,7	1,0	-29,9	9,8	14,7
- électricité	0,2	0,4	-31,6	3,5	41,4
Facture énergétique (I-E)	4,2	4,7	-12,5	47,2	18,5
dont : - pétrole brut et produits raffinés	2,9	3,8	-23,0	37,3	21,9
- gaz naturel	1,2	1,1	7,7	10,7	26,1
- électricité	-0,1	-0,3	-69,2	-2,6	101,2

Prix moyens à l'importation (US\$ ou €)	Novembre 2018	Octobre 2018	%	Moyenne des 12 derniers mois	
	Valeur	Valeur		Valeur	%*
Pétrole brut importé (\$/bbl)	76,7	82,2	-6,7	74,0	34,7
Pétrole brut importé (€/t)	494,7	524,8	-5,7	458,1	27,0
Produits pétroliers raffinés importés (€/t)	564,0	585,3	-3,6	538,2	20,1

* *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. Epex pour les prix spot de l'électricité et McCloskey pour les prix spot du charbon.

La facture énergétique

DGDDI (Produane) 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 : février 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