

COMMENTAIRES SUR LES STATISTIQUES MENSUELLES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE EN FRANCE AOÛT 2026 (mesures temps réel)

La production nucléaire a représenté 67,2 % de la production, elle était de 68,9 % le mois précédent. Le tableau ci-dessous présente la répartition des 57 tranches par classes de 10 % de facteur de charge ainsi que le pourcentage de la puissance nucléaire en service (donnée approchée du coefficient de disponibilité Kd) et le pourcentage d'utilisation de la puissance nucléaire en service utilisée (Ku) :

Répartition des tranches nucléaires par classes de 10 % de facteur de charge :

Facteur de charge	<= 0%	>0 & < 10%	>=10% & <20%	>=20% & <30%	>=30% & <40%	>=40% & <50%	>=50% & <60%	>=60% & <70%	>=70% & <80%	>=80% & <90%	>=90%
Nombre de tranches	9	4	3	1	2	1	6	5	3	17	6
Puissance nucléaire en service et puissance nucléaire utilisée											
% de la puissance nucléaire en service :								64,4%	Kd		
% de la puissance nucléaire en service utilisée :								86,3%			
% de la puissance nucléaire totale utilisée :								55,6%	Ku		

Le graphique de la page 1 du fichier de « Détails des productions », donne également la répartition du nombre de tranches nucléaires en classe de 10 % de facteur de charge mensuel sous forme d'histogramme. Ce tableau et ce graphique mettent en évidence la disponibilité du parc nucléaire, 26 tranches ont eu un facteur de charge supérieur à 70 %. La page 14 du fichier « détails des productions » indique, au pas horaire, le coefficient de disponibilité (Kd) et le coefficient d'utilisation (Ku), leurs valeurs moyennes ont été respectivement de 64,4 % et 55,6 % ; ce graphique présente peu de variations du Kd, les variations plus importantes du Ku mettent en évidence le suivi de charge effectué par la production nucléaire. Les baisses des Kd et Ku par rapport au mois précédent sont en grande partie dues aux contraintes de refroidissement liées à la canicule et aux méduses !

Au 31 août, 39 tranches étaient en fonctionnement : 24/32 tranches de 900 MW, 13/20 tranches de 1 300 MW, 1/4 tranches de 1 500 MW et 1/1 tranche de 1 600 MW.

Dans le fichier « détails des productions » :

- Les pages 2 à 14 concernent la production nucléaire et mettent en évidence les tranches qui ont fait du suivi de charge ;
- Les pages 15 à 26 concernent la production hydraulique ;
- Les pages 27 à 37 concernent la production à partir des combustibles fossile et la biomasse ;
- Les pages 38 à 42 concernent la production éolienne en mer.

Les tableaux ci-dessous présentent la synthèse des données (parc installé, production, facteur de charge, pourcentage de la production) pour les divers moyens de production de l'électricité :

Statistiques mensuelles :

SYNTHESE	Nucléaire	Total énergies renouvel.	Total énergies fossiles	TOTAL GENERAL
Parc installé (MW)	62 970	86 376	17 190	166 536
Production (GWh)	26 047	11 146	1 584	38 776
Facteur de charge	55,6%	17,3%	12,4%	31,3%
% de la production	67,2%	28,7%	4,1%	

Détails des énergies renouvelables et des combustibles fossiles	Energies renouvelables				Combustibles fossiles		
	Hydr.	Eolien	PV	EnR therm.	Gaz	Charb.	Fioul
Parc installé (MW)	25 750	26 272	32 064	2 290	12 410	1 810	2 970
Production (GWh)	3 033	3 090	4 266	757	1 515	0	69
Facteur de charge	15,8%	15,8%	17,9%	23,7%	16,4%	0,0%	3,1%
% de la production	7,8%	8,0%	11,0%	2,0%	3,9%	0,0%	0,2%

Détails des productions éoliennes			
	Terre	Mer	TOTAL
Parc installé (MW) estimation	24 016	2 256	26 272
Production (GWh)	2 675	415	3 090
Facteur de charge	15,0%	24,7%	15,8%
% de la production	6,9%	1,1%	8,0%

Sur les puissances au pas de 30 minutes :

- le maximum du facteur de charge de l'éolien a été de 51,7 % et le minimum a été de 1,7 %,
- le maximum du facteur de charge du photovoltaïque a été de 69,7 %.

La production d'énergies renouvelables (28,7 % de la production) a été légèrement supérieure à celle du mois précédent (28,1 %).

La production hydraulique (7,8 % de la production) a été en légère baisse par rapport à celle du mois précédent (8 %).

La production à partir des énergies fossiles (4,1 % de la production) a été en hausse par rapport à celle du mois précédent (2,9 %). Il faut noter que les productions à partir du fioul sont en grande partie liées à la cogénération (voir pages 3 et 10 des statistiques), avec quelques appels aux turbines à combustion (voir page 10), en particulier dans les périodes de faible production éolienne liées à la canicule. Le graphique de la page 11 met en évidence de nombreux appels aux centrales combinées fonctionnant au gaz ainsi que quelques rares appels aux turbines à combustion, en particulier pendant les périodes de faible production éolienne liées à la canicule, la production à partir du gaz a augmenté de 24,9 % par rapport à celle du mois précédent.

Page 12 la centrale Provence 4 (biomasse) n'a pas fonctionné en août (voir page 37 des « détails de production »).

Le facteur de charge de la production éolienne totale (terrestre + mer) a une valeur moyenne mensuelle (15,8%) légèrement supérieure à celle du mois précédent (15,4 %) et inférieure aux valeurs moyennes annuelles ; il est de 15 % pour l'éolien terrestre et de 24,7 % pour l'éolien en mer. La page 17 permet de distinguer les productions éoliennes terrestre et en mer (mesures au pas de 30 minutes), on peut constater de grandes variations avec des périodes de forte et de faible production ; une similitude entre les deux types de production est visible ; on peut noter un décalage dans le temps certains jours entre la production terrestre (ensemble de la métropole) et la production en mer (façade ouest) selon la direction du vent. Les données de RTE au pas de 30 minutes pour les productions éoliennes en mer représentent la somme des productions des parcs de Guérande, St Brieuc, Fécamp, Île d'Yeu – Noirmoutier et des parcs en cours d'installation. Les détails des parcs ainsi que la sommation des parcs (mesures au pas horaire) sont donnés pages 38 à 42 du fichier « détails des productions ». Sur les parcs de St Brieuc et Fécamp on peut constater que le facteur de charge est parfois proche de 100 %.

Le facteur de charge de la production photovoltaïque a une valeur moyenne mensuelle (17,9 %) inférieure à celle du mois précédent (20,6 %), elle est supérieure aux valeurs moyennes annuelles.

En juillet il y a eu 74 heures de prix SPOT négatifs (465 heures depuis le début de l'année, il y en avait eu 488 sur toute l'année 2025). Ce phénomène entraîne des écrêtements des productions intermittentes, en particulier pour le photovoltaïque (voir page 18 où on peut dénombrer plusieurs jours avec écrêtage) ; il se développe de façon inquiétante et RTE commence à s'en soucier pour les impacts sur la stabilité en fréquence du réseau !

Les variations des productions éolienne et photovoltaïque sur des périodes de 30 minutes sont représentées sur les pages 21 (productions séparées) et 22 (productions cumulées), ces graphiques mettent en évidence les variations importantes qui constituent des contraintes pour l'équilibre du réseau électrique. Les pics importants sont générés par les écrêtements des productions.

La page 23 met en évidence la production hydraulique et le fonctionnement des STEP. La page 24 présente les détails de la production hydraulique, ces deux pages mettent en évidence de grandes variations pour les productions à partir des lacs et des STEP, celles-ci sont en grande partie liées aux variations de la production photovoltaïque.

La page 25 donne la production + importations, la consommation et la part nucléaire.

Le graphique de la page 26 donne le pourcentage de la couverture de la consommation par les énergies renouvelables intermittentes, la moyenne mensuelle est de 22,7 % (minimum 3,4 % et maximum 58,4 %). Le graphique de la page 27 donne la répartition des pourcentages de couvertures par classes de 10 %, il met en évidence que 82,7 % des périodes de 30 minutes du mois ont une couverture de la consommation par les énergies renouvelables intermittentes inférieure à 30 %.

Le graphique de la page 28 donne le pourcentage de la couverture de la consommation par l'ensemble des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, photovoltaïque et EnR thermiques), la moyenne mensuelle est de 35 % (minimum 14,8 % et maximum 65,7 %). Sur ces graphiques (pages 26 et 28) si la moyenne a un sens arithmétique elle n'a pas de sens par rapport à la consommation en temps réel car les variations sont très importantes.

Le graphique de la page 29 permet de comparer la production éolienne et la production à partir du gaz. La production à partir du gaz a été importante au cours du mois, seules quelques journées ont vu cette production plus faible lorsque la production éolienne était plus forte.

Le graphique de la page 30 permet de comparer la production éolienne et la production nucléaire l'effacement du nucléaire (suivi de charge) est en partie visible les jours de forte production éolienne. Par contre il y a peu de suivi de charge lorsque la production éolienne est faible ou lorsque la température haute engendre une consommation plus importante due à la climatisation. La baisse de production en milieu de mois est liée aux contraintes de refroidissement dues à la canicule.

Le graphique de la page 31 permet de comparer la production photovoltaïque et la production nucléaire, on constate également un effacement du nucléaire lorsque la production photovoltaïque est à son maximum journalier.

La page 32 donne la plage de variation de la puissance journalière du nucléaire et de l'éolien et le maximum journalier du photovoltaïque. Les « barres » sont obtenues en prenant le minimum et le maximum de production de chaque jour au pas de 30 minutes. Ces graphiques mettent en évidence une faible variation du nucléaire lorsque l'éolien est faible, par contre les variations sont nettement plus importantes lorsque l'éolien est fort, elles mettent en évidence un suivi de charge important.

La page 33 donne la plage de variation de la puissance journalière du nucléaire et de l'hydraulique. Les « barres » sont obtenues en prenant le minimum et le maximum de production de chaque jour au pas de 30 minutes. On peut constater une plage de variation importante systématique pour l'hydraulique.

La page 34 donne la plage de variation de la puissance journalière du nucléaire et gradient maximum du nucléaire, il correspond à la différence entre le maximum et le minimum de la production de la journée au pas de 30 minutes, celui-ci peut atteindre des valeurs très importantes lorsqu'il y a beaucoup de suivi de charge.

On peut constater, sur les pages 32, 33 et 34, que les variations journalières de la puissance nucléaire sont plus faibles lorsque la production éolienne est faible (cf. remarque sur la page 30). Globalement les plages de variation de puissance du nucléaire ont été variables en août.

La page 35 donne la quantité de CO₂ rejetée, celle-ci est corrélée à l'utilisation des combustibles fossiles (voir page 9).

La page 36 donne le cumul journalier des productions décarbonées, en pourcentage de la production. Ce pourcentage baisse pour les journées où les énergies fossiles sont plus sollicitées, en particulier pendant la période de canicule. Il met en évidence les variations des différentes productions qui aboutissent à ce résultat.

La page 38 présente l'utilisation des moyens de stockage par batteries, on peut constater que le parc de stockage par batteries est de plus en plus important, les puissances stockées et déstockées sur 30 minutes atteignent plus de 400 MW.

La page 39 présente l'évolution des facteurs de charge éolien et photovoltaïque. La page 40 donne la répartition des facteurs de charge (pas de 30 minutes) par classes de 10 %.

Les pages 41 à 43 donnent des détails sur les échanges transfrontaliers, les importations proviennent principalement de l'Espagne.

Le pourcentage de production d'électricité décarbonée a été de 94 % (96,1 % en août 2025). La quantité de CO₂ rejetée a été, selon les données RTE de 19,6 g / kWh, elle était de 11,9 g / kWh en août 2025 ; avec un calcul fait à partir des références de rejet sur le cycle de vie des moyens de production elle est de 30,7 g / kWh.

Le solde mensuel des échanges commerciaux a représenté une importation de 1,7 % de la production et une exportation de 19 % de la production, soit un solde excédentaire de 17,3 % de la production (6,7 TWh).

La consommation du mois d'août (31 258 GWh) a été plus faible (-7,3 %) que celle du mois précédent et supérieure (3,7 %) à celle du mois d'août 2025.

Le mois d'août est caractérisé par une période de canicule qui a entraîné une augmentation de la consommation (voir page 4), une production éolienne faible (voir page 15), une baisse de la production nucléaire liée aux contraintes de température de rejet des eaux de refroidissement (voir page 30), une augmentation de la production à partir des énergies fossiles, principalement du gaz (voir page 9) et une baisse de la production décarbonée (voir page 36).

La production photovoltaïque a été irrégulière avec de nombreux écrêtements et un rapport de l'ordre de 2,2 entre les maxima journaliers (voir page 18).

Le solde exportateur a été élevé (voir pages 4, 5, 41 et 42) légèrement plus faible qu'au mois précédent.

Les puissances installées mentionnées sur les tableaux et graphiques sont les plus récentes fournies par RTE (11/01/2024), à l'exception des puissances éoliennes (terrestres et maritimes) et photovoltaïques qui sont fournies par le SDES (31/03/2026). Les facteurs de charge sont calculés à partir de ces valeurs, ils peuvent être légèrement surestimés compte tenu des raccordements de nouvelles installations réalisées non prises en compte.

Jean-Paul HULOT

PS les commentaires n'engagent que leur auteur.