

COMMENTAIRES SUR LES STATISTIQUES MENSUELLES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE EN FRANCE

JUILLET 2025 (mesures temps réel)

La production nucléaire a représenté 70,6 % de la production. 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	3	0	1	1	0	4	5	8	22	4
Puissance nucléaire en service et puissance nucléaire utilisée											
% de la puissance nucléaire en service :								74,7%	Kd		
% de la puissance nucléaire en service utilisée :								84,1%			
% de la puissance nucléaire totale utilisée :								62,8%	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, 59,6 % des 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 74,7 % et 62,8 % ; ce graphique met en évidence le suivi de charge et les effacements du parc nucléaire lorsque le Ku est nettement inférieur au Kd, à contrario lorsque les évolutions du Kd et du Ku sont semblables la production nucléaire fait peu de suivi de charge.

Dans son bulletin hebdomadaire Jean Fluchère indique qu'à la date du 1^{er} août, 43 tranches sont en fonctionnement : 23/32 tranches de 900 MW, 16/20 tranches de 1300 MW et 4/4 tranches de 1500 MW. 3 tranches 900 MW sont en VD4 et grand carénage, 22 unités de 900 MW ont terminé leur grand carénage. L'EPR (Flamanville 3) était sur un palier à 50 % de sa puissance nominale mais il est arrêté depuis le 19 juin pour un problème de soupape de sûreté du pressuriseur.

Les graphiques des pages 2 à 11 des « détails des productions » mettent en évidence que de nombreuses tranches ont fait du suivi de charge.

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)	61 370	78 767	17 918	158 055
Production (GWh)	29 388	11 348	886	41 622
Facteur de charge	64,4%	19,4%	6,6%	35,4%
% de la production	70,6%	27,3%	2,1%	

Détails des énergies renouvelables et des combustibles fossiles	Energies renouvelables				Combustibles fossiles		
	Hydr.	Eolien	PV	EnR therm.	Gaz	Charb.	Fioul
Parc installé (MW)	25 776	24 811	25 909	2 271	13 068	1 812	3 038
Production (GWh)	3 675	2 916	4 053	705	821	0	65
Facteur de charge	19,2%	15,8%	21,0%	22,0%	8,4%	0,0%	2,9%
% de la production	8,8%	7,0%	9,7%	1,7%	2,0%	0,0%	0,2%

Détails des productions éoliennes			
	Terre	Mer	TOTAL
Parc installé (MW) estimation	23 360	1 508	24 868
Production (GWh)	2 574	342	2 916
Facteur de charge	14,8%	30,5%	15,8%
% de la production	6,2%	0,8%	7,0%

Sur les puissances au pas de 30 minutes :

- le maximum du facteur de charge de l'éolien a été de 47,1 % et le minimum a été de 3,2 %,
- le maximum du facteur de charge du photovoltaïque a été de 75,4 %.

La production d'énergies renouvelables (27,3 % de la production) a été en baisse par rapport à celle du mois précédent (31 %).

La production hydraulique (8,8 % de la production) a été en baisse par rapport à celle du mois précédent (13 %).

La production à partir des énergies fossiles (2,1 % de la production) a été en légère hausse par rapport à celle du mois précédent (1,6 %). Il faut noter que les productions à partir du fioul et du gaz sont en très grande partie liées à la cogénération (voir page 3 des statistiques), avec des appels aux turbines à combustion pour le fioul (voir page 10), en particulier dans les périodes de faible production éolienne. 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. La production à partir du charbon est nulle.

Page 12 les productions importantes à partir de la biomasse en début de mois sont dues au fonctionnement de la centrale Provence 4 (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 (14,2 %) et inférieure aux valeurs moyennes annuelles ; il est de 14,8 % pour l'éolien terrestre et de 30,5 % 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 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 et Fécamp. Les détails des trois parcs ainsi que la sommation des parcs (mesures au pas horaire) sont donnés pages 38 à 41 du fichier « détails des productions ».

Le facteur de charge de la production photovoltaïque a une valeur moyenne mensuelle (21 %) supérieure à celle du mois précédent (20,1 %), elle est supérieure aux valeurs moyennes annuelles. Le graphique de la page 18 met en évidence des décrochements de la production en milieu de journée qui correspondent à des écrêtements probablement dus à des prix de vente négatifs. Jean-Pierre Riou signale qu'il y a eu 132 heures de prix négatifs en 2025, il y en avait eu 59 en 2024, 26 en 2023 et 0 en 2022 ; ce phénomène 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.

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.

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 21 % (minimum 3 % et maximum 51,2 %). Le graphique de la page 27 donne la répartition des pourcentages de couvertures par classes de 10 %, il met en évidence que 79,7 % des tranches 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 34,9 % (minimum 17,7 % et maximum 62,3 %). 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 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, Les compensations de l'éolien par le gaz sont mises en évidence sur les périodes de faible production éolienne.

Le graphique de la page 30 permet de comparer la production éolienne et la production nucléaire l'effacement du nucléaire (suivi de charge) est visible les jours de forte production éolienne. Par contre il y a peu de suivi de charge lorsque la production éolienne est forte.

Le graphique de la page 31 permet de comparer la production photovoltaïque et la production nucléaire.

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. 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. 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, celui-ci peut atteindre des valeurs très importantes.

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 varie peu. 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.

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.

Le pourcentage de production d'électricité décarbonée a été de 96,2 % (96,8 % en juillet 2024). La quantité de CO₂ rejetée a été, selon les données RTE de 11,7 g / kWh alors qu'elle était de 9,2 g / kWh en juillet 2024 ; avec un calcul fait à partir des références de rejet sur le cycle de vie des moyens de production elle serait de 21 g / kWh.

Le solde mensuel des échanges commerciaux a représenté une importation de 1,1 % de la production et une exportation de 22,5 % de la production, soit un solde excédentaire de 21,4 % de la production (8,9 TWh).

La consommation du mois de juillet (32 082 GWh) a été supérieure de 3,6 % par rapport à celle du mois de juin et supérieure de 1,2 % à celle du mois de juillet 2024.

Le mois de juillet est caractérisé par une production éolienne très irrégulière avec des périodes de forte production et des périodes de faible production, en particulier à partir du 23 juillet (voir page 15), une production photovoltaïque irrégulière avec des écrêtements (2 jours) et un rapport de l'ordre de 2,3 entre les maxima journaliers (voir page 18) et un solde exportateur élevé (voir pages 4, 5, 41 et 42).

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 (31/03/2025). 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.