

La production nucléaire a représenté 70,8 % 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	5	0	0	1	0	0	0	1	4	10	36
Puissance nucléaire en service et puissance nucléaire utilisée											
% de la puissance nucléaire en service :											Kd
% de la puissance nucléaire en service utilisée :											95,4%
% de la puissance nucléaire totale utilisée :											83,9%
											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, 87,7 % 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 88 % et 83,9 % ; ce graphique met en évidence l'augmentation du Kd, en particulier en fin de mois, ainsi que 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, ce qui est le cas sur la fin du mois.

Dans son bulletin hebdomadaire Jean Fluchère indique qu'à la date du 26 décembre 52 tranches sont en fonctionnement : 31/32 tranches de 900 MW, 17/20 tranches de 1300 MW et 4/4 tranches de 1500 MW. 1 tranche 900 MW est en VD4 et grand carénage, 24 unités de 900 MW ont terminé leur grand carénage. L'EPR (Flamanville 3) a atteint sa pleine puissance le 14 décembre (voir page 14 du fichier de « Détails des productions »).

Dans le fichier « détails des productions » :

- Les pages 2 à 14 concernent la production nucléaire et mettent en évidence que de nombreuses tranches 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)	61 370	82 637	17 918	161 925
Production (GWh)	39 095	13 655	2 492	55 242
Facteur de charge	86,1%	22,3%	18,8%	46,1%
% de la production	70,8%	24,7%	4,5%	

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	25 805	28 785	2 271	13 068	1 812	3 038
Production (GWh)	6 124	5 715	1 085	731	2 342	96	54
Facteur de charge	32,1%	29,9%	5,1%	22,9%	24,2%	7,1%	2,4%
% de la production	11,1%	10,3%	2,0%	1,3%	4,2%	0,2%	0,1%

	Détails des productions éoliennes		
	Terre	Mer	TOTAL
Parc installé (MW) estimation	23 797	2 008	25 805
Production (GWh)	4 937	778	5 715
Facteur de charge	28,0%	52,4%	29,9%
% de la production	8,9%	1,4%	10,3%

Sur les puissances au pas de 30 minutes :

- le maximum du facteur de charge de l'éolien a été de 74,1 % et le minimum a été de 2,1 %,
- le maximum du facteur de charge du photovoltaïque a été de 38,7 %.

La production d'énergies renouvelables (24,7 % de la production) a été en légère baisse par rapport à celle du mois précédent (26,5 %).

La production hydraulique (11,1 % de la production) a été en semblable à celle du mois précédent (11,4 %).

La production à partir des énergies fossiles (4,5 % de la production) a été en légère hausse par rapport à celle du mois précédent (4,2 %). Il faut noter que les productions à partir du fioul sont en très grande partie liées à la cogénération (voir page 3 des statistiques), avec des appels aux turbines à combustion (voir page 10), en particulier dans les périodes de faible production éolienne, une production à partir du charbon (voir page 9) est à constater en corrélation avec les périodes de forte production à partir du gaz. 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.

Page 12 la centrale Provence 4, qui utilise de la biomasse, a fonctionné jusqu'au 18 décembre (voir page 37 des « détails de production »).

Le facteur de charge de la production éolienne totale (terrestre + mer) a une valeur moyenne mensuelle (29,9 %) légèrement supérieure à celle du mois précédent (28,3 %) et supérieure aux valeurs moyennes annuelles ; il est de 28 % pour l'éolien terrestre et de 52,4 % 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 et île d'Yeu – Noirmoutier. 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 3 premiers parcs on peut constater que le facteur de charge est assez souvent proche de 100 %, par contre pour le parc de l'île d'Yeu – Noirmoutier le facteur de charge plus faible doit signifier que toutes les éoliennes ne sont pas encore en service.

Le facteur de charge de la production photovoltaïque a une valeur moyenne mensuelle (5,1 %) inférieure à celle du mois précédent (6,5 %), elle est inférieure aux valeurs moyennes annuelles.

Fin novembre il y avait déjà eu 488 heures de prix SPOT négatifs alors qu'il y en avait eu 352 sur l'année 2024 ; ce phénomène, qui entraîne des écrêtements des productions intermittentes, 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 15,7 % (minimum 1 % et maximum 42,7 %). Le graphique de la page 27 donne la répartition des pourcentages de couvertures par classes de 10 %, il met en évidence que 92,9 % 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 31,4 % (minimum 17,5 % et maximum 50,9 %). 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 faible ou lorsque la température basse engendre une consommation plus importante.

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 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).

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. 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, les importations proviennent principalement de l'Espagne.

Le pourcentage de production d'électricité décarbonée a été de 94,2 % (93,5 % en décembre 2024). La quantité de CO₂ rejetée a été, selon les données RTE de 19,8 g / kWh alors qu'elle était de 22,6 g / kWh en décembre 2024 ; avec un calcul fait à partir des références de rejet sur le cycle de vie des moyens de production elle est de 26,7 g / kWh.

Le solde mensuel des échanges commerciaux a représenté une importation de 0,9 % de la production et une exportation de 19,9 % de la production, soit un solde excédentaire de 19 % de la production (10,5 TWh).

La consommation du mois de décembre (43 854 GWh) a été supérieure de 12,5 % par rapport à celle du mois précédent et inférieure de 2,5 % à celle du mois de décembre 2024.

Le mois de décembre est caractérisé par une production éolienne très irrégulière (voir page 15), une production photovoltaïque irrégulière avec peu d'écrêtements et un rapport de l'ordre de 3 entre les maxima journaliers (voir page 18). Le solde exportateur a été 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 (30/09/2025). 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.