

Le système électrique français : analyse des années 2009 à 2025

Jean-Paul HULOT

1. INTRODUCTION

Il est tellement naturel de voir un appareil se mettre en marche lorsque l'on manœuvre son interrupteur que l'on en oublie d'où vient l'énergie électrique. Cet article présente l'évolution du système électrique français de 2009 à 2024. Cette analyse est faite à partir des données mises en ligne par RTE sur son site eco2mix [Référence 1]¹.

La caractéristique essentielle d'un système électrique est de devoir assurer en permanence l'équilibre du réseau :

production = consommation

La production doit suivre la demande de consommation.

Le système électrique repose sur 6 éléments :

- La production de l'électricité,
- Le transport de l'électricité (réseau très haute et haute tension),
- La distribution de l'électricité (réseau moyenne et basse tension),
- Les échanges avec les pays frontaliers,
- Le stockage / déstockage d'énergie (STEP², batteries, etc.),
- La gestion de la demande (effacements et / ou reports de consommation).

Ces deux derniers alinéas sont encore marginaux, mais appelés à se développer avec la montée en puissance des productions intermittentes.

Il est intéressant d'analyser sur quelques années l'évolution du parc installé, et son utilisation, assurant la production de l'électricité. La période analysée débute en 2009, depuis cette date l'évolution du parc est caractérisée par une augmentation importante des énergies renouvelables intermittentes que sont l'éolien et le photovoltaïque et la baisse des productions thermiques à flammes à partir des combustibles fossiles. Quelles sont les conséquences d'une telle évolution ?

2. LE PARC INSTALLÉ

Le parc installé peut être découpé selon les catégories suivantes :

- La production thermique nucléaire.:
- La production thermique à flammes :
 - Charbon,
 - Fioul,
 - Gaz.
- La production à partir d'énergies renouvelables :
 - Hydraulique,
 - Eolien,
 - Photovoltaïque,
 - Thermiques (déchets, biomasse, biogaz),
 - Autres (énergies marine, géothermie haute température).

Chaque catégorie a ses caractéristiques propres, en particulier certaines sont pilotables et d'autres sont fatales, celles-ci sont données dans la [fiche GAENA AA 02](#) [Référence 2].

¹ Certaines données ne sont disponibles qu'à partir de 2012.

² Station de Transfert d'Énergie par Pompage.

Le parc installé avait une puissance de 120,4 GW au 31/12/2009, cette puissance est passée à 164,6 GW au 31/12/2025. La figure 1 montre l'évolution du parc installé en puissance sur la période 2009 - 2023 (valeurs dans le tableau 1 en annexe). La figure 2 montre l'évolution du parc installé en pourcentage de la puissance sur la période 2009 - 2025 (valeurs dans le tableau 2 en annexe).

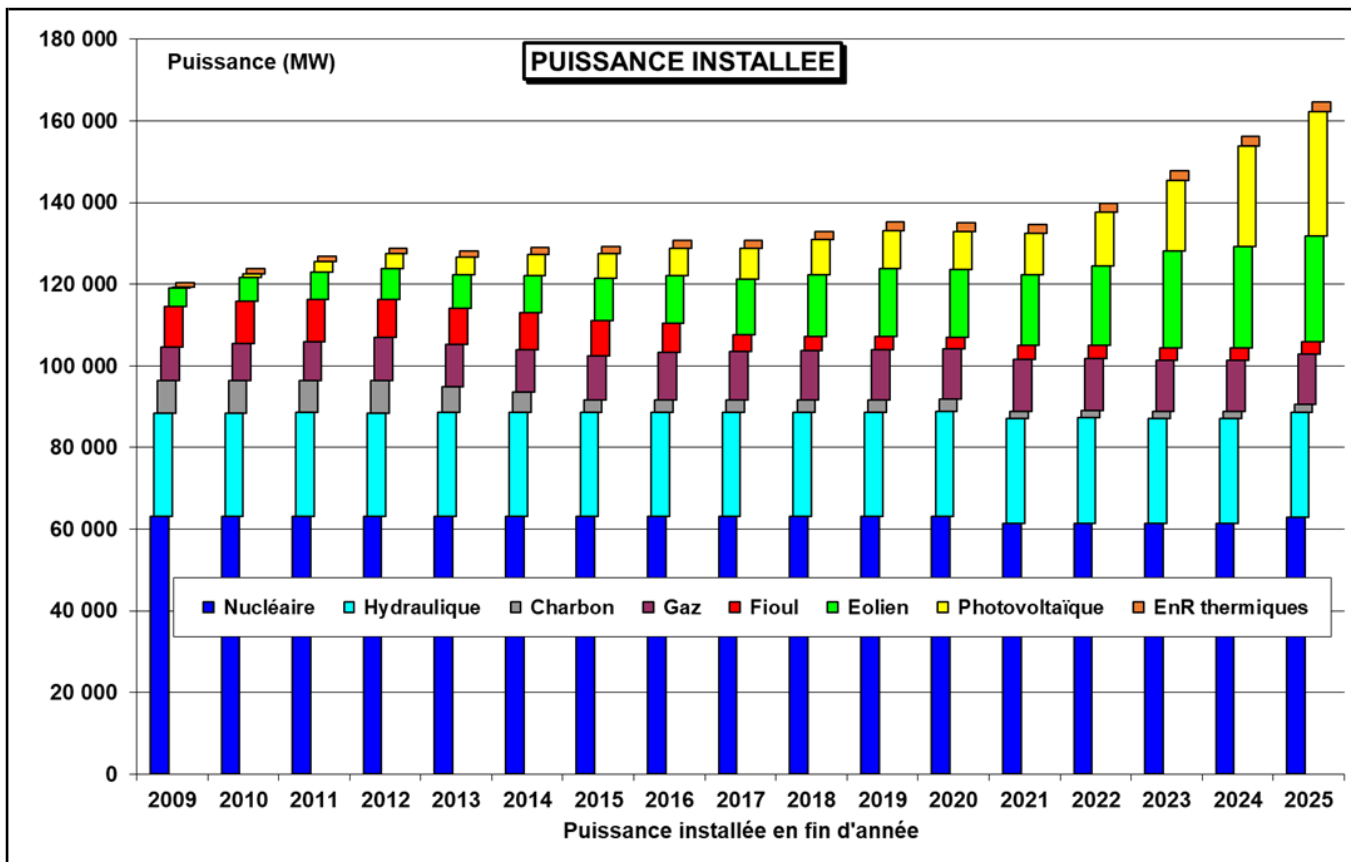


Figure 1 : Evolution du parc installé en puissance entre 2009 et 2025

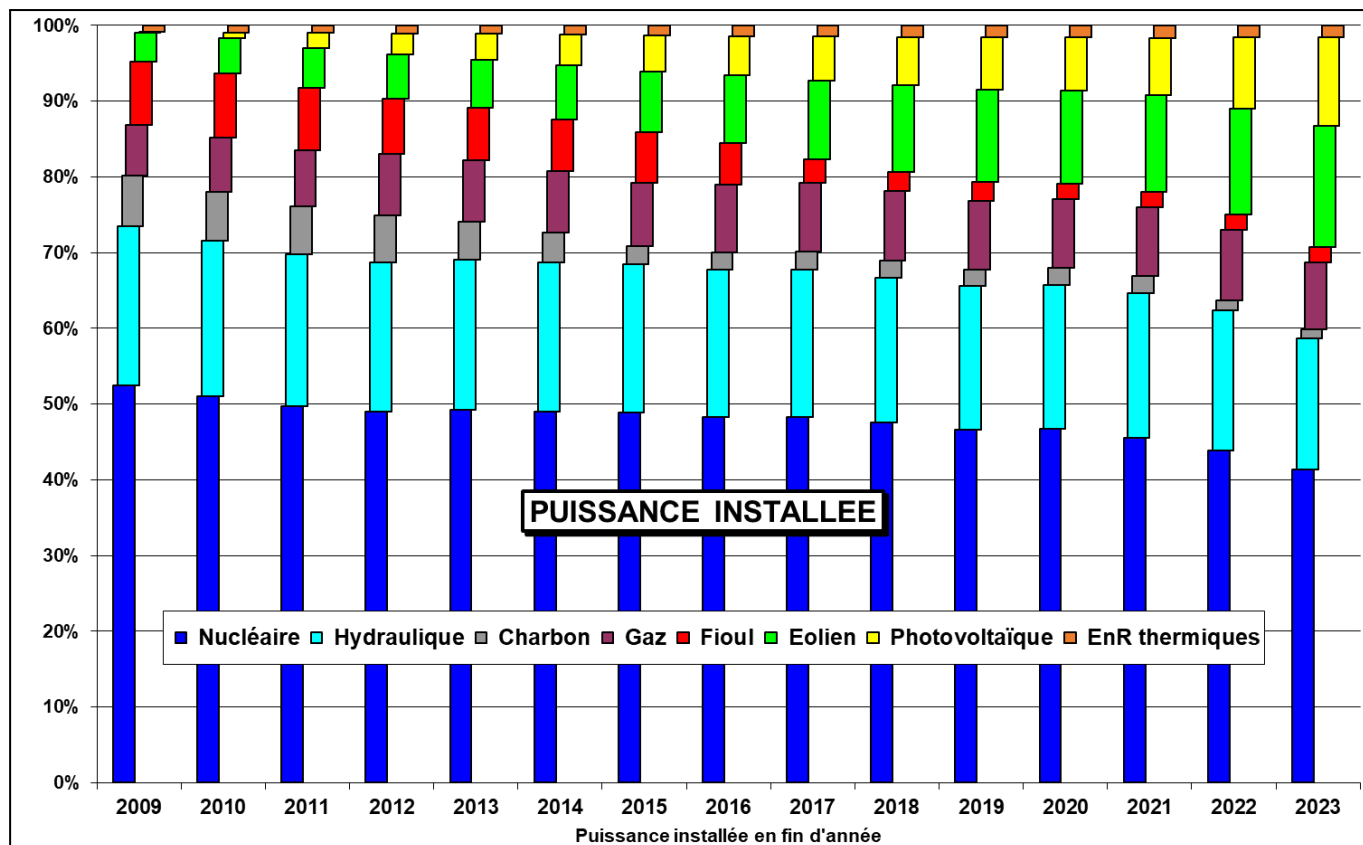


Figure 2 : Evolution du parc installé en pourcentage de la puissance totale entre 2009 et 2023

Sur cette période les évolutions ont été les suivantes :

- Parc nucléaire : stable à 63,1 GW de 2009 à 2019 puis réduit à 61,4 GW en 2020 suite à l'arrêt de la centrale de Fessenheim puis remontée à 63 GW avec la mise en service de l'EPR (Flamanville 3)
- Parc hydraulique quasi stable : 25,7 GW,
- Parc thermique à flammes en décroissance : passage de 26 GW à 18,7 GW. Ce parc représentait 22 % du parc total en 2009, il ne représente plus que 10,4 % en 2025.
À l'intérieur de ce parc on peut noter des évolutions très différentes selon les sources (voir figure 3 et valeurs dans le tableau 1 en annexe) :
 - Réduction des centrales à charbon : 7,9 GW à 1,8 GW (l'arrêt total prévu en 2022 n'a pas été réalisé),
 - Réduction des centrales au fioul : 10 GW à 3 GW, toutes les grandes centrales ont été arrêtées, seules subsistent les unités fonctionnant en cogénération et les turbines à combustion de pointe,
 - Augmentation des centrales au gaz : 8,2 GW à 12,4 GW.

L'évolution est caractérisée par une baisse des centrales à charbon et au fioul (stable depuis 2018) et une augmentation de la production au gaz (la centrale CCG de Landivisiau, 446 MW, a été mise en exploitation en mars 2022).

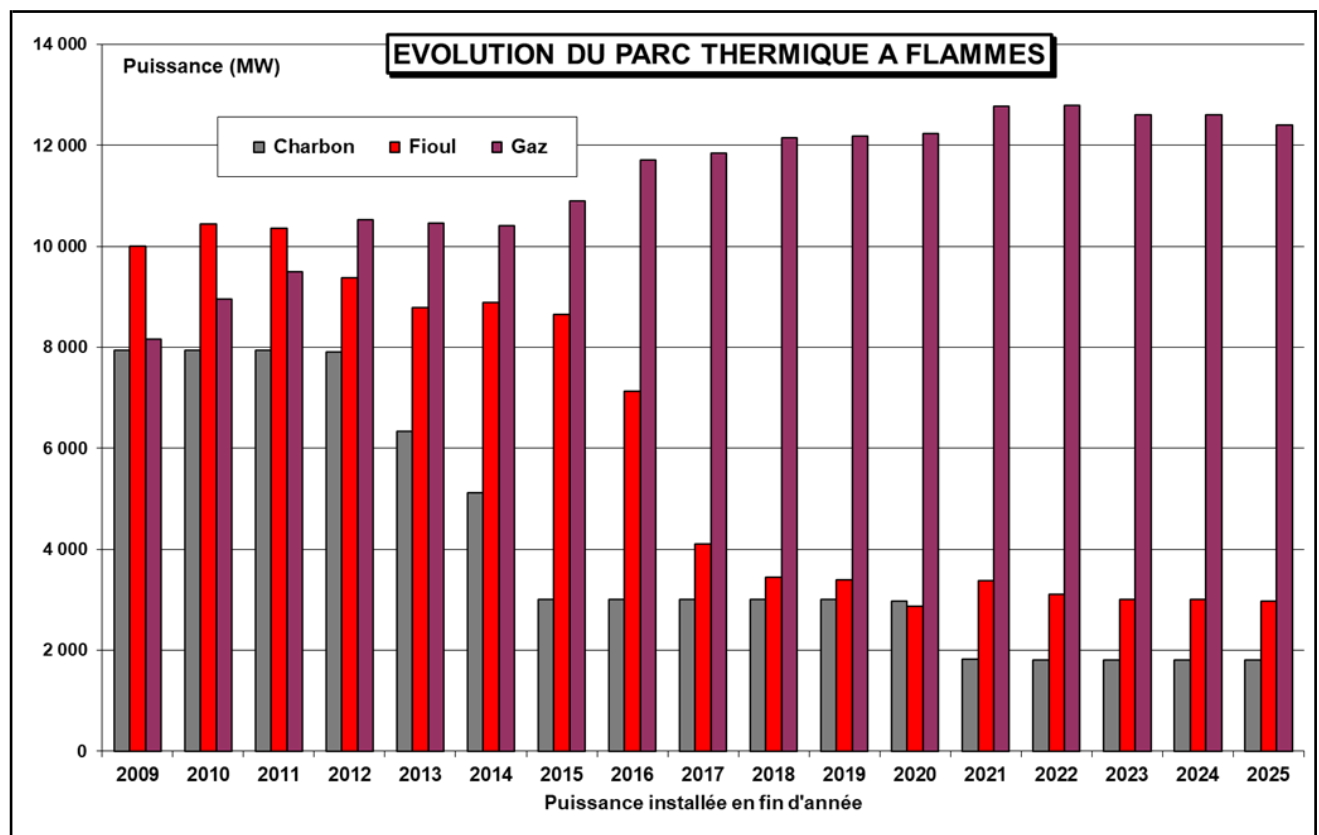


Figure 3 : Evolution du parc thermique à flammes entre 2009 et 2025

- Les plus grandes variations concernent les énergies renouvelables avec la montée en puissance des énergies intermittentes (voir figure 4 et valeurs dans le tableau 1 en annexe) :
 - Eolien : passage de 4,6 GW à 25,9 GW,
 - Photovoltaïque : passage de 0,2 GW à 30,4 GW,
 - Énergies thermiques renouvelables (biogaz, déchets, biomasse) : passage de 1 GW à 2,3 GW.

La partie du parc de production constituée de ces trois sources représentait 4,8 % du parc total en 2009, il en représente 35,7 % en 2025, il est en constante progression.

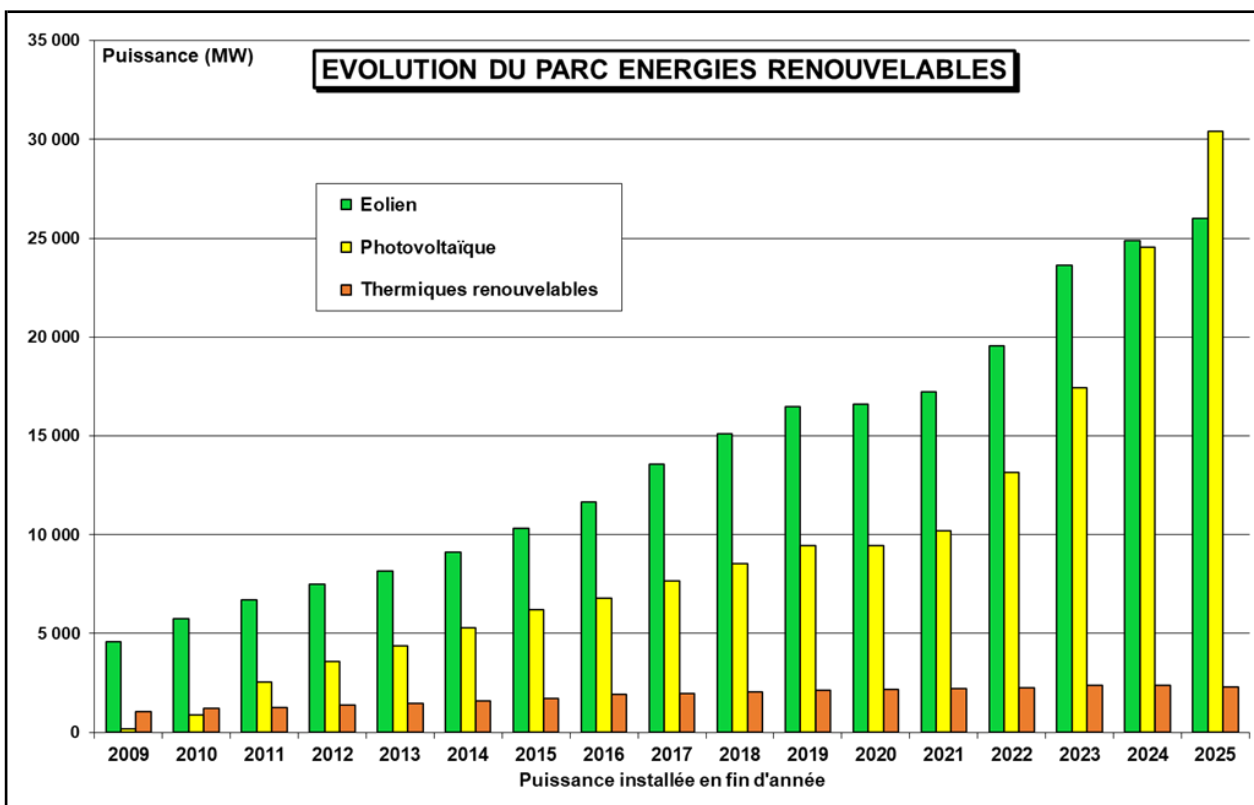


Figure 4 : Evolution du parc des énergies renouvelables entre 2009 et 2025

Commentaires :

La montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes (+ 37,5 GW entre 2009 et 2025) n’entraîne pas une diminution équivalente du parc thermique à flammes (- 8,9 GW entre 2009 et 2025) car il est nécessaire de disposer d’une puissance permettant de pallier l’intermittence des énergies renouvelables, cette puissance doit avoir un temps de réaction court, ce que peuvent faire en particulier les centrales hydrauliques et les turbines à combustion (gaz et fioul).

Ces différentes variations se traduisent par une augmentation globale du parc installé de 44,2 GW. Les variations dans le parc thermique à flammes sont liées à des aspects réglementaires sur les rejets (fermetures de centrales non conformes), à une volonté de réductions des rejets de CO₂ et à des évolutions de prix des combustibles.

La figure 5 met en évidence l’évolution comparée des parcs installés, éolien plus photovoltaïque d’une part et combustibles fossiles d’autre part. Il est clair que l’augmentation des parcs éolien et photovoltaïque, quasi-linéaire³ quasi linéaire de 2009 à 2017 n’a pas entraîné une réduction du parc combustibles fossiles du même ordre de grandeur, celle-ci est quasiment stabilisée depuis 2017.

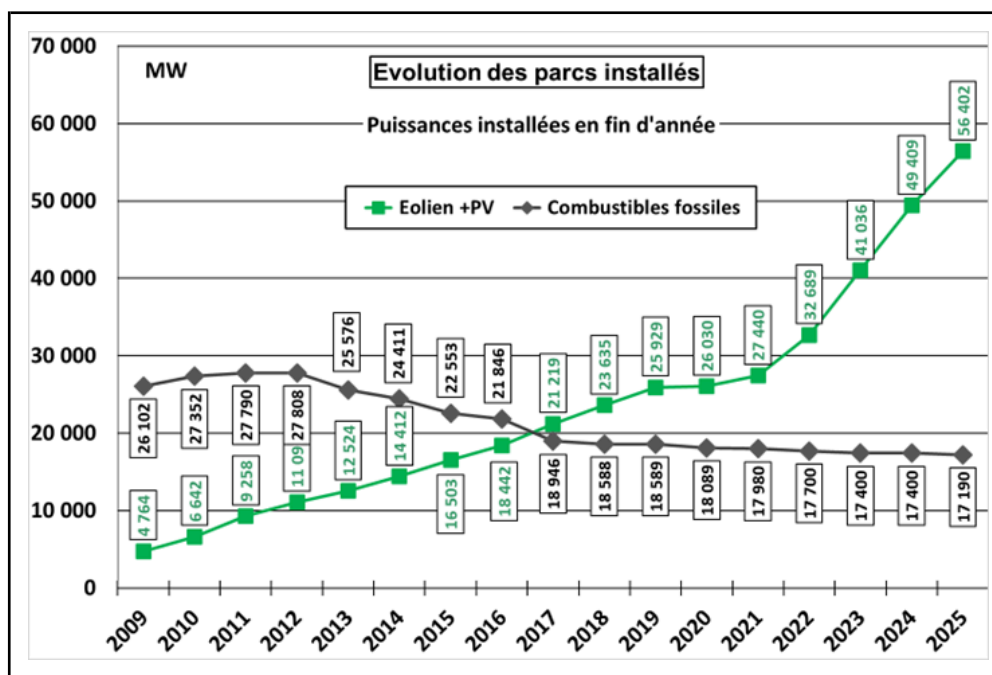


Figure 5 : Evolution comparée du parc « éolien + photovoltaïque » et « combustibles fossiles » entre 2009 et 2025

³ L’année 2020 a marqué un ralentissement dû à la forte baisse d’activité.

Une autre caractéristique importante du parc de production est le pourcentage de moyens de production pilotable. La figure 6 présente l'évolution de ce pourcentage entre 2009 et 2025, il est en diminution constante (88,7 % en 2009 et 60,3 % en 2025). Cette évolution est principalement due à l'augmentation des parcs intermittents (éolien et photovoltaïque) et à la diminution des moyens de production à partir des combustibles fossiles. Cette diminution a été accentuée en 2020 par l'arrêt de la centrale de Fessenheim.

Les prévisions d'évolutions sont une poursuite de l'augmentation des parcs intermittents, la mise en service de l'EPR de Flamanville (1 600 MW) a permis une légère compensation de cette augmentation. L'arrêt des dernières centrales à charbon est prévu mais sera peut-être remis en cause.

Compte tenu de la poursuite de l'augmentation des parcs renouvelables intermittents de telles évolutions diminueraient le pourcentage pilotable du parc de production ce qui fragiliserait le système électrique et pourrait à terme rendre difficile l'équilibrage du réseau en cas d'incident (perte de moyen de production ou défaillance du réseau).

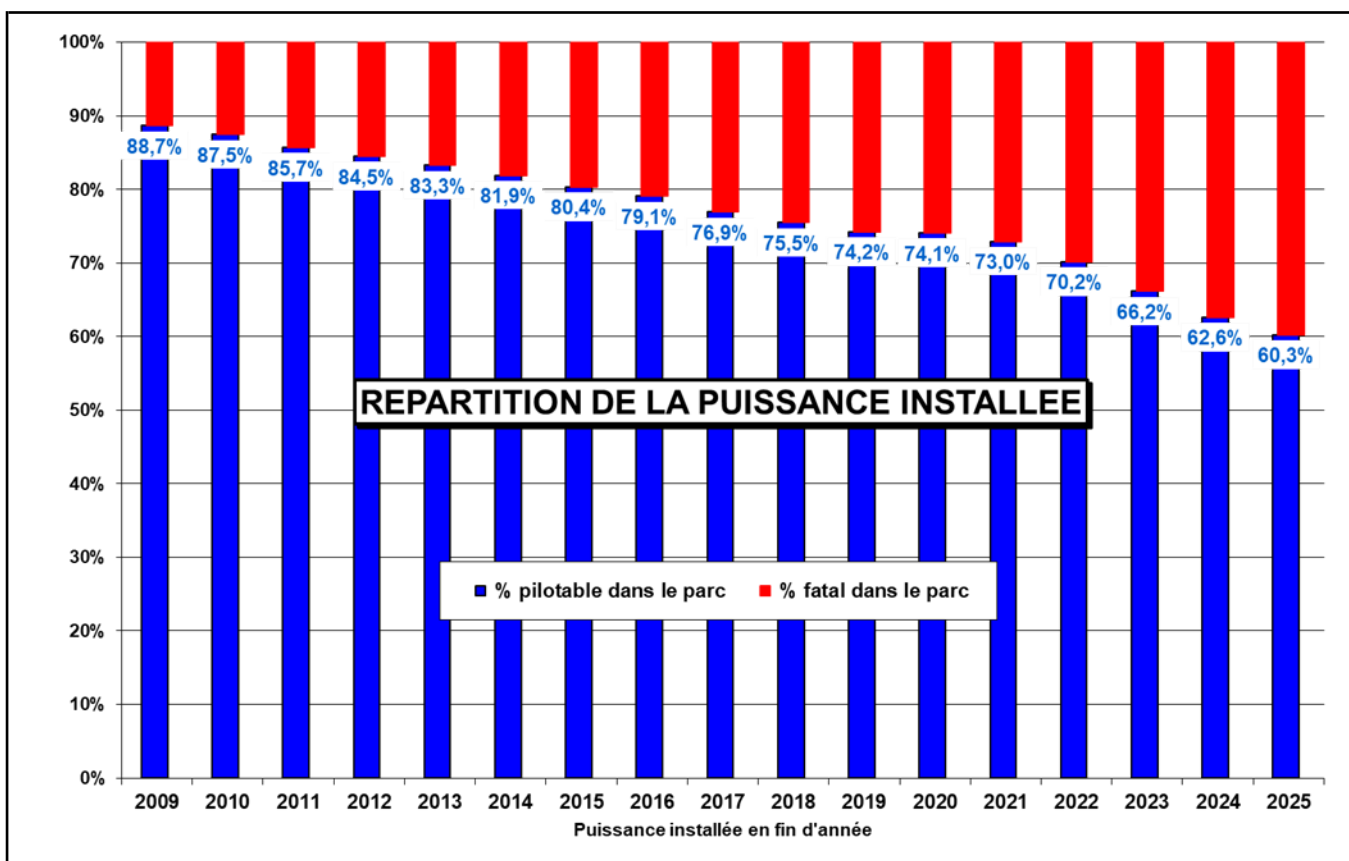


Figure 6 : Evolution du parc pilotable entre 2009 et 2025

3. L'UTILISATION DU PARC INSTALLE

Sur la période 2009 - 2025 la production totale a été la suivante :

| PRODUCTION EN TWh | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Total | 519,1 | 550,2 | 543,0 | 541,5 | 550,9 | 535,6 | 544,6 | 531,3 | 527,1 | 546,5 | 535,4 | 498,6 | 518,8 | 439,6 | 480,0 | 526,6 | 535,7 |

Ce tableau met en évidence une quasi stabilité depuis 2010 à l'exception de l'année 2020 dont la diminution importante est due à la baisse d'activité liée à la crise sanitaire [Référence 3]. Les moyens de productions sont répartis en plusieurs catégories :

- Productions bénéficiant d'une priorité d'accès au réseau⁴ (éolien, photovoltaïque, cogénération, thermique renouvelable),
- Production de base (nucléaire, hydraulique au fil de l'eau),
- Production de semi-base (hydraulique d'éclusée, centrales à charbon, cycles combinés),
- Productions d'ajustement et de pointe (hydraulique de lacs, combustibles fossiles turbines à combustion au fioul et au gaz).

⁴ Soit par contrat, soit par l'intermédiaire du « merit order »

Les différents moyens de productions ne sont pas utilisés de manière homogène. La gestion des différents moyens de production est fonction de nombreux critères, les règles de gestion ne sont pas publiques mais il est possible de donner les principaux critères d'utilisation :

- Obligation d'achat,
- Disponibilité des moyens,
- Coût proportionnel de production donnant lieu à un appel par « ordre de mérite » économique croissant.

L'obligation d'achat de la production des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) associée à leur priorité d'accès au réseau et à leur intermittence, complique le pilotage du système de production.

La figure 7 représente la production réalisée en TWh par les différents moyens de production sur la période 2009 - 2025, (valeurs dans le tableau 3 en annexe). La figure 8 représente la production réalisée en pourcentage de la production totale par les différents moyens de production sur la période 2009 - 2025 (valeurs dans le tableau 4 en annexe).

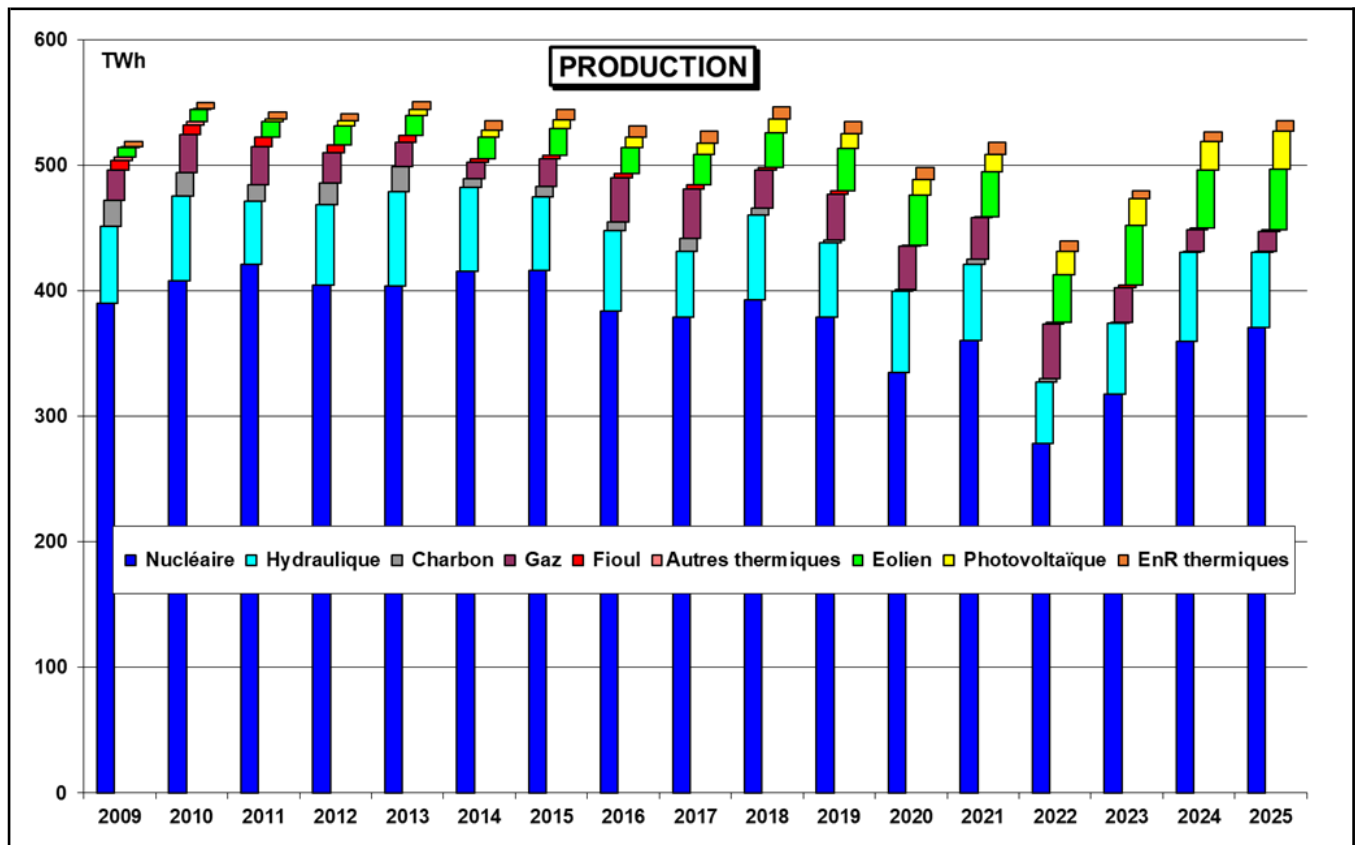


Figure 7 : Production réalisée par les différents moyens de production sur la période 2009 - 2025

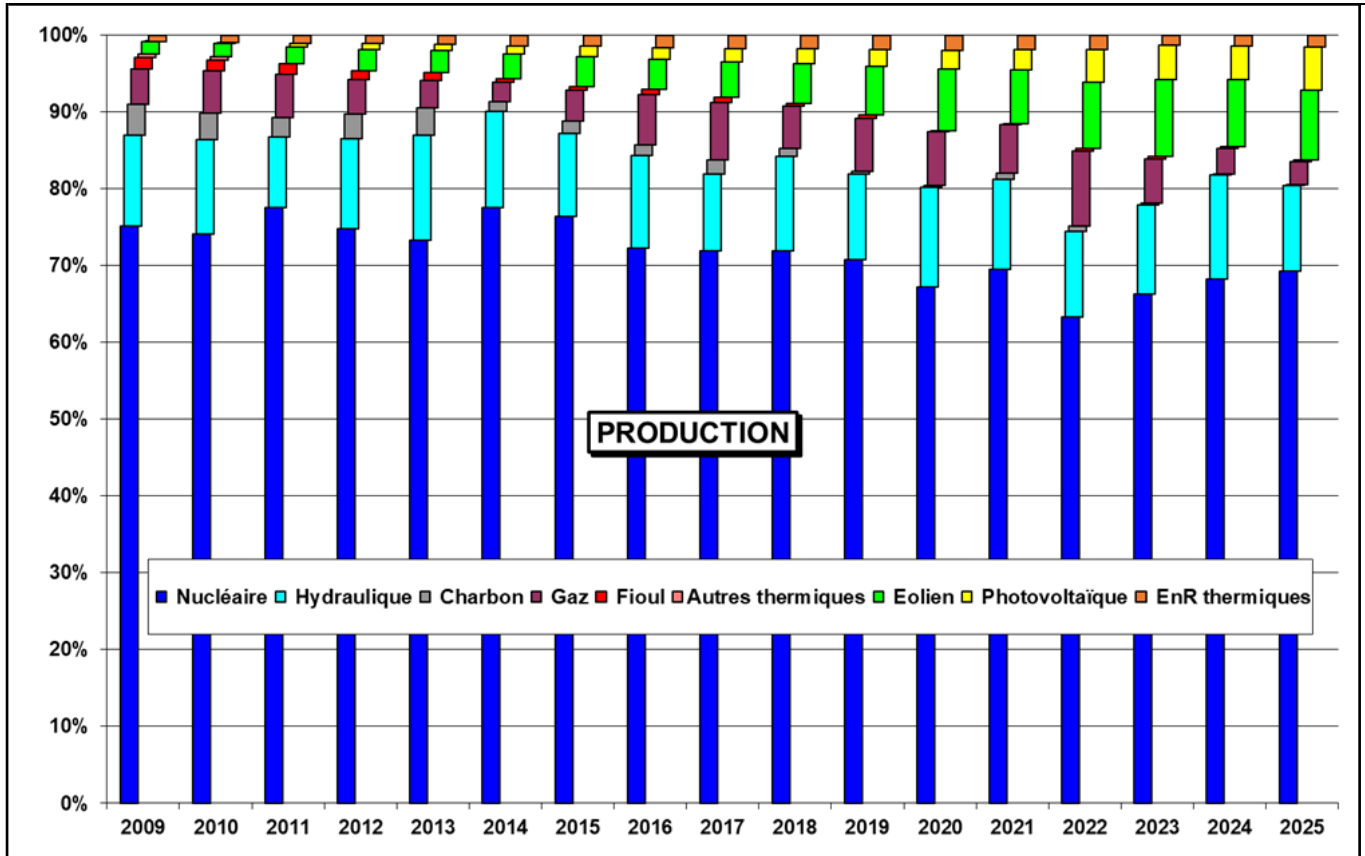


Figure 8 : Production réalisée en pourcentage de la production totale par les différents moyens de production sur la période 2009 - 2025

Commentaires :

L'augmentation régulière des productions renouvelables intermittentes qui bénéficient d'une obligation d'achat perturbe le pilotage du système de production car celles-ci deviennent prioritaires, malgré leurs variations aléatoires, par rapport à la production de base et de semi-base. La production nucléaire est amenée à s'effacer parfois lorsque la production éolienne est très forte, ce qui ne représente aucun avantage pour les rejets de CO₂ et présente même un surcoût financier. Les productions thermiques à flammes interviennent en ajustement et en production de pointe.

La part de production nucléaire a baissé depuis 2016, cette baisse a des raisons multiples, celles-ci sont détaillées dans la [fiche GAENA ACB 04](#) « Fonctionnement normal et perturbations récentes du parc nucléaire » [Référence 4]. L'année 2020 a été marquée par la perte de 1 800 MW avec l'arrêt de Fessenheim. La faible disponibilité du parc nucléaire en 2022 a nécessité une importation très importante (voir § 4).

3.1. LES FACTEURS DE CHARGE

Les différents moyens de productions ne sont pas utilisés en permanence, soit par choix, sous réserve de disponibilité (productions pilotables), soit par absence de source d'énergie (productions intermittentes). Pour mesurer leur taux d'utilisation sur l'année, on utilise la notion de facteur de charge. Le facteur de charge est le pourcentage de la quantité d'électricité produite sur une année par rapport à la quantité d'électricité qui aurait été produite si le moyen de production avait fonctionné à 100 % de sa puissance tout au long de l'année⁵.

Il existe deux catégories de moyens de production :

- Les moyens de production où le facteur de charge est pilotable, c'est le cas de la production thermique (nucléaire et à flammes) et partiellement l'hydraulique,
- Les moyens de production où le facteur de charge est subi, c'est le cas des productions intermittentes (éolien et photovoltaïque) et partiellement l'hydraulique,

Cette distinction est importante car, comme le montre la figure 9, les facteurs de charge peuvent être très différents. Sur la période 2009 - 2025, les facteurs de charges des énergies renouvelables sont quasi-constants car ils représentent la présence de la source d'énergie (vent et soleil), ceux des combustibles fossiles diminuent, celui de l'hydraulique varie en fonction de la pluviosité annuelle et celui du nucléaire a baissé à partir de 2016 (cf. ci-dessus). Le facteur de charge global de l'ensemble des moyens de production est en baisse.

⁵ Facteur de charge = Énergie produite sur une année (GWh) / (Puissance installée (GW) x 365 x 24 h).

Ce phénomène est dû à la grande augmentation des parcs éolien et photovoltaïque qui nécessitent de garder des moyens pour pallier leurs intermittences, cette nécessité entraîne une sous-utilisation des moyens pilotables et donc un surcoût global du système électrique. Pour une production qui a légèrement baissé entre 2009 et 2025 le facteur de charge global est passé de 48,1 % à 38,1 %, ce qui entraîne un surcoût de l'ensemble du parc de production.

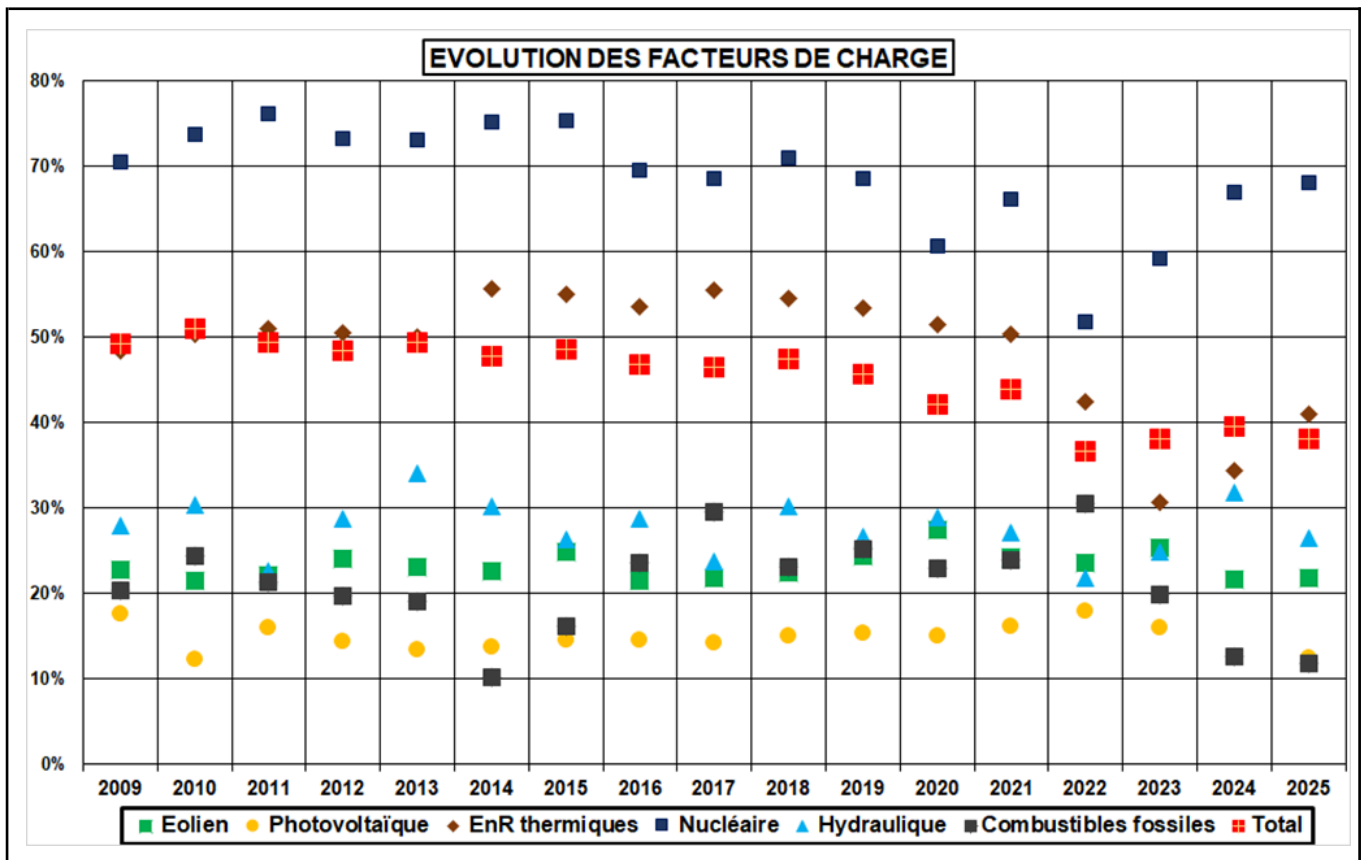


Figure 9 : Evolution des facteurs de charge sur la période 2009 - 2025 pour les différents modes de production

Il est également intéressant de constater que les facteurs de charge évoluent au cours de l'année, ces évolutions sont provoquées par l'évolution de la consommation et celle des productions intermittentes. Les productions pilotables s'ajustent à la demande. La figure 10 illustre ces variations avec les facteurs de charge mensuels de l'année 2025. Les arrêts de tranche, pour rechargement du combustible, des centrales nucléaires sont, en priorité, programmés sur les périodes de faible consommation. Cette planification permet d'assurer un facteur de charge supérieur sur les mois d'hiver.

3.2. PRODUCTION DÉCARBONÉE

La production d'électricité entraîne plus ou moins de dégagement de CO₂ [Référence 5] et autres gaz à effet de serre selon le moyen de production. Ces émissions ont un impact important sur le climat, il est important de connaître la quantité d'émissions d'équivalent de CO₂ par kWh produit et le pourcentage de production d'électricité « décarbonée ».

Sur la période 2012⁶ à 2025 la quantité de rejets direct⁷ de CO₂, en moyenne sur l'année, a été de :

| Année | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Rejets directs de CO ₂ (g / kWh) | 59,1 | 61,3 | 36,7 | 44,9 | 55,5 | 66,1 | 50,3 | 34,2 | 33,2 | 34,1 | 55,0 | 34,8 | 22,8 | 22,0 |

L'augmentation que l'on peut constater en 2016, 2017, 2018 et 2022 est due à la plus faible disponibilité du parc nucléaire.

La figure 11 ci-après présente le pourcentage de production d'électricité décarbonée en mettant en évidence les différents moyens de production qui y participent (valeurs dans le tableau 5 en annexe). Le plus important est le nucléaire, l'hydraulique a également une part importante. La part des énergies renouvelables intermittentes est passée de 1,5 % en 2009 à 14,7 % en 2025.

⁶ Données non disponibles sur la période 2009 – 2011.

⁷ Les rejets calculés sur le cycle de vie des moyens de production sont donnés dans l'article 58 [Référence 5].

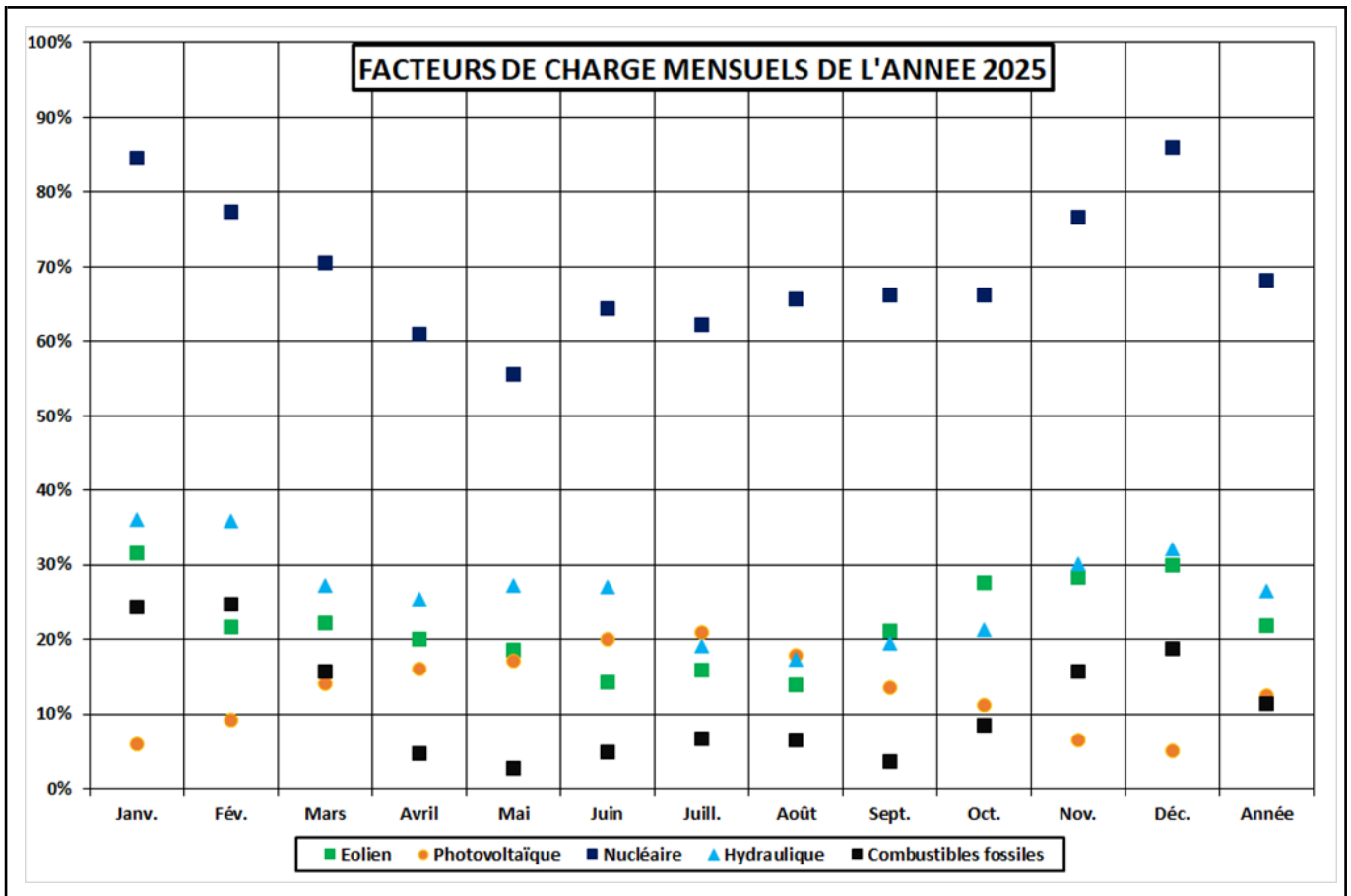


Figure 10 : Evolution des facteurs de charge mensuels sur l'année 2025

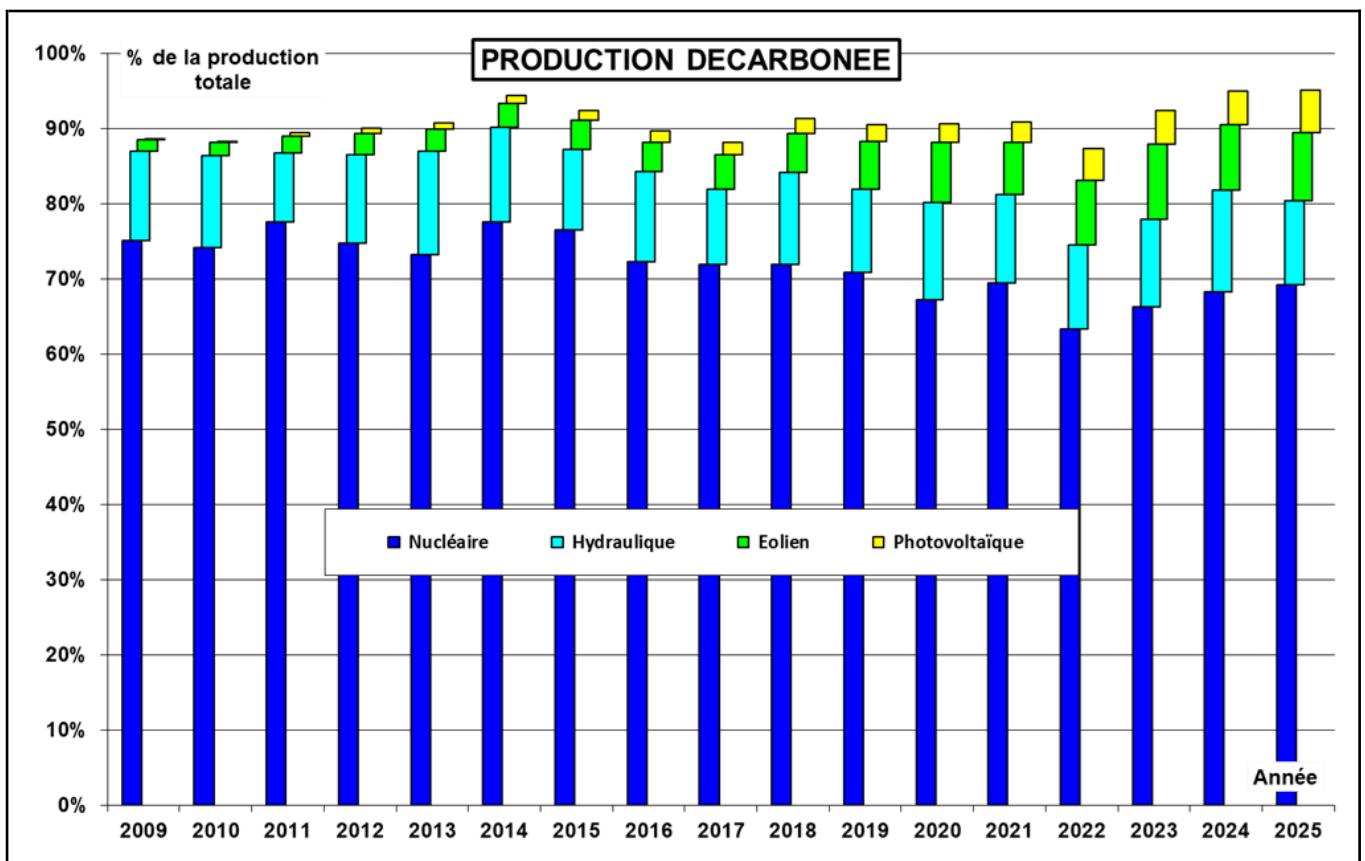


Figure 11 : Evolution de la production d'électricité décarbonée (en pourcentage) sur la période 2009 - 2025

3.3. UTILISATION DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE

L'électricité produite est utilisée pour :

- la consommation, valeur moyenne sur la période 2009 - 2025 : 88,8 %,
 - l'exportation, valeur moyenne sur la période 2009 - 2025 : 9,9 % (solde exportateur des échanges),
- le stockage par pompage, valeur moyenne sur la période 2009 - 2025 : 1,3 %. Ce stockage est réalisé par le parc de STEP (station de transfert d'énergie par pompage) existant en France, il représente une puissance installée de près de 5 GW. L'énergie stockée sous forme d'énergie potentielle par pompage aux heures de faible consommation est restituée par turbinage aux heures de forte consommation. Un exemple de fonctionnement des STEP est donné dans la [fiche argumentaire GAENA AA 03](#) sur le stockage de l'électricité [Référence 6].

Le tableau 6 en annexe donne les valeurs de ces pourcentages pour chaque année de la période 2009 - 2025.

4. ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS

Le réseau électrique français est interconnecté avec ses pays limitrophes dans le cadre de l'ENTSO-E⁸ qui regroupe 42 gestionnaires de réseaux de 35 pays européens. Cette interconnexion permet des échanges et joue un grand rôle dans la stabilité du réseau. La figure 12 donne le bilan des échanges physiques commerciaux des années 2018 à 2025. L'année 2022 est la seule année de cette période où le solde des échanges est importateur, cette situation est la conséquence de la faible disponibilité du parc nucléaire.

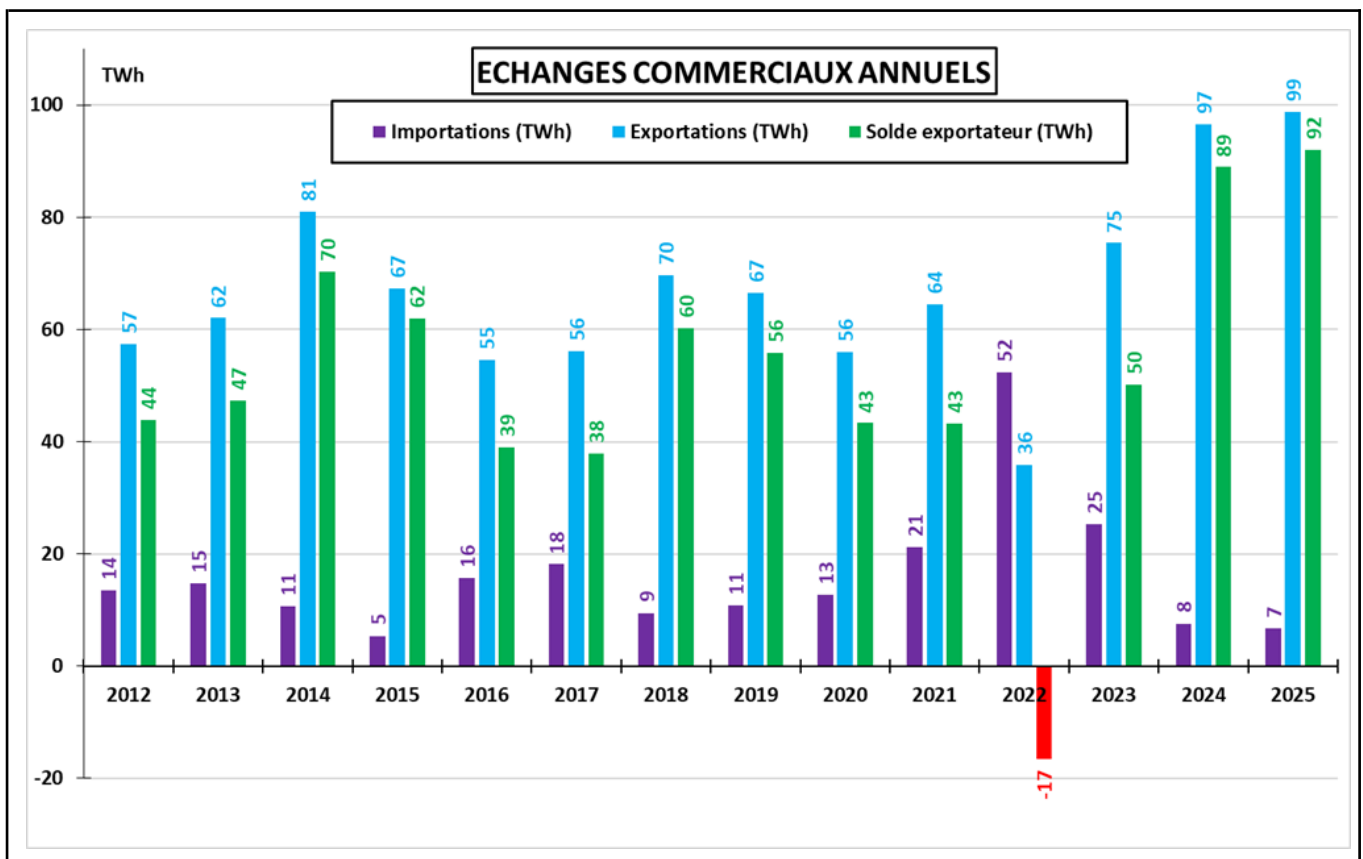


Figure 12 : Bilan des échanges commerciaux des années 2018 à 2025

Note : Il faut distinguer les échanges physiques et les échanges commerciaux. Les échanges physiques sont les flux qui transitent aux frontières de la France, par contre les échanges commerciaux résultent des contrats entre la France et les différents pays. À titre d'exemple, un échange commercial avec les Pays Bas ne pourra pas être comptabilisé en échange physique, il le sera avec le premier, ou le dernier, pays traversé (Belgique ou Allemagne). Ces discordances ne permettent pas de faire une analyse des échanges par pays.

⁸ ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity.

5. PARTICULARITÉS DES ÉNERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES

5.1. PRODUCTION DES EnRi

Les figures 13 (production éolienne), 14 (production photovoltaïque) et 15 (somme des productions éolienne et photovoltaïque) illustrent le caractère éminemment variable des productions renouvelables intermittentes. Ces figures représentent la puissance moyenne (périodes de 30 minutes) sur l'année 2025 ainsi que l'évolution des parcs installés et les valeurs extrêmes des puissances de production.

Ces productions qui bénéficient d'une obligation d'achat nécessitent l'utilisation d'autres moyens de production pour pallier leurs variations de production.

Ces moyens de production palliatifs doivent avoir des temps de réponse rapide, ce sont :

- L'hydraulique de lacs et les STEP,
- Les combustibles fossiles, en particulier les centrales à turbines à combustion au gaz et au fioul.

L'intermittence se traduit par des variations brutales de la production qui, si la proportion d'énergies renouvelables intermittentes dans le mix de production devient importante⁹ pourrait perturber la stabilité du réseau (voir [fiche argumentaire GAENA](#) sur l'équilibre du réseau électrique [Référence 7]).

Une idée assez répandue consiste à dire qu'il y a toujours du vent quelque part [Référence 8] et que grâce aux interconnexions il sera possible d'équilibrer le réseau. Cette idée est fautive car il existe des périodes d'anticyclones qui couvrent le continent européen, à contrario il peut y avoir pléthore de production éolienne dans toute l'Europe occidentale sous l'effet des dépressions atlantiques, ce qui déséquilibre les marchés et peut conduire à des prix négatifs.

Des informations plus détaillées sur ces moyens de productions sont disponibles sur les [fiches argumentaires GAENA "Energie solaire"](#) [Référence 9] et ["Energie éolienne"](#) [Référence 10].

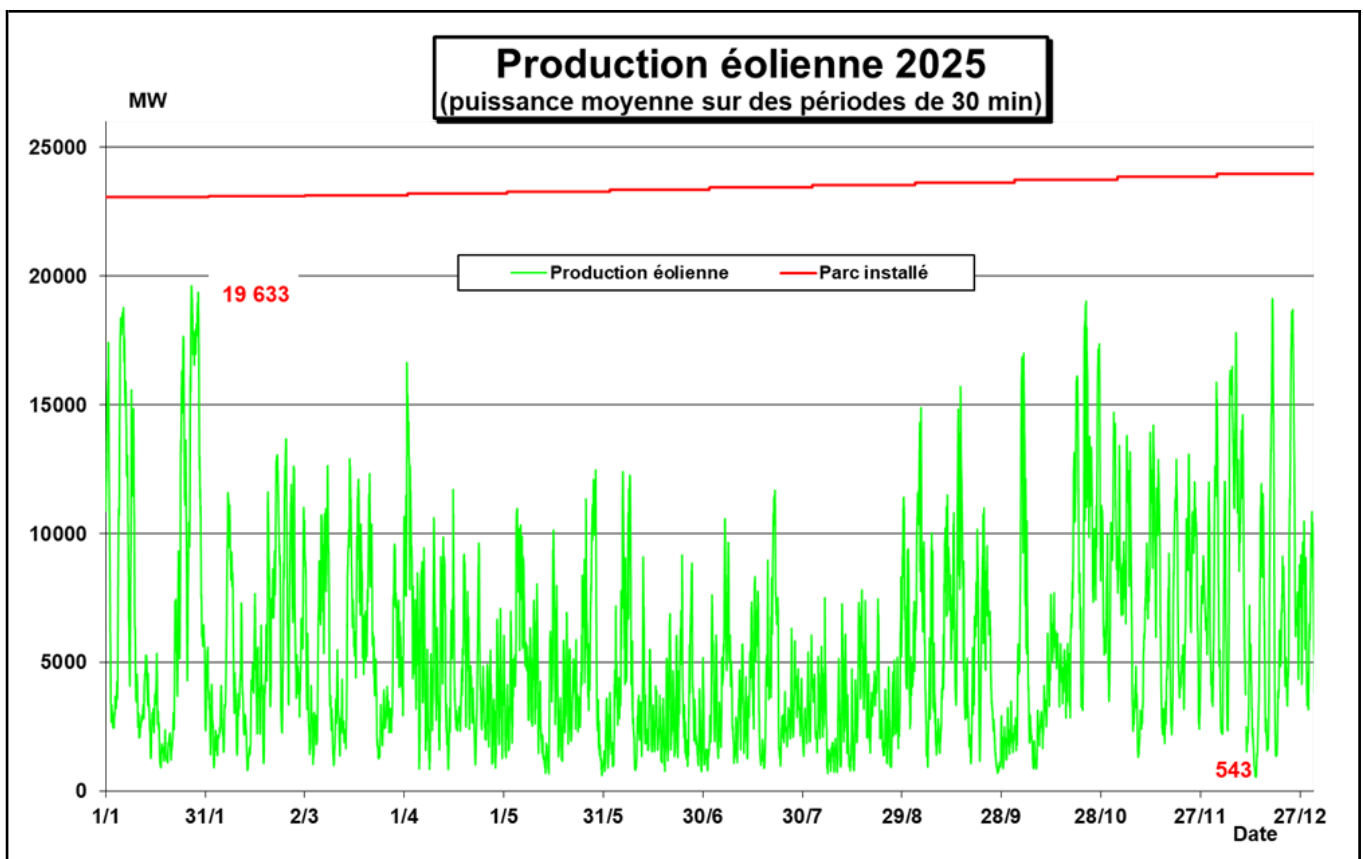


Figure 13 : Variation de la production éolienne sur l'année 2025

⁹ Des études montrent que cette limite se situe autour de 35 à 40 %.

La figure 16 présente la réalité avec les puissances moyennes au pas de 15 minutes alors que la figure 17 présente la production journalière.

Les deux figures sont exactes, la figure 16 donne la réalité de la production photovoltaïque et la figure 17 représente le cumul journalier qui ne met pas en évidence l'absence de production en période nocturne.

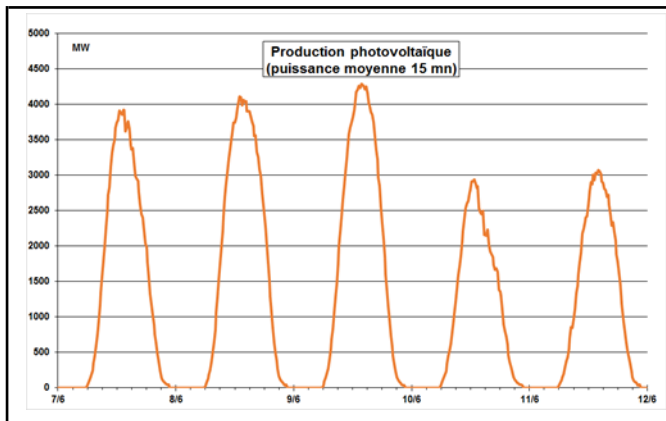


Figure 16 : Puissance moyenne photovoltaïque au pas de 15 min

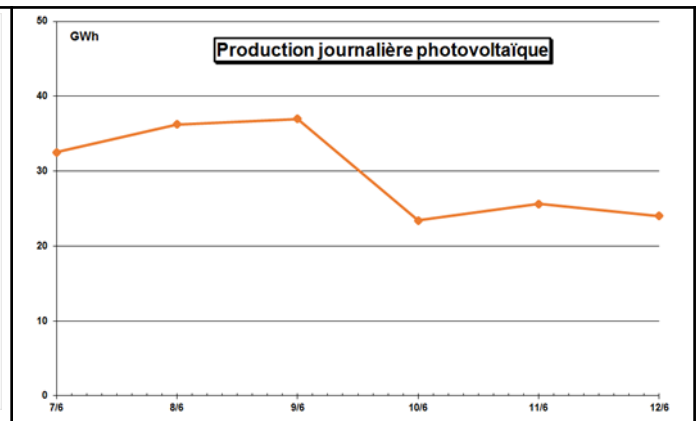


Figure 17 : Production journalière photovoltaïque

5.2. ÉVOLUTION DES EnRi

La figure 18 présente l'évolution des EnRi (éolien + photovoltaïque) de 2014 à 2025, cette figure met en évidence l'évolution importante et régulière des parcs installés. Elle permet de constater que les maximums annuels de production suivent globalement l'évolution des parcs installés, par contre il est curieux de constater que les moyennes annuelles de production ont une évolution plus faible que celle des maximums de production. Les minimums annuels de production restent toujours très bas.

La [fiche argumentaire GAENA](#) « Intégration des énergies renouvelables intermittentes dans le système électrique » [Référence 11] développe les contraintes apportées par l'évolution importante des EnRi.

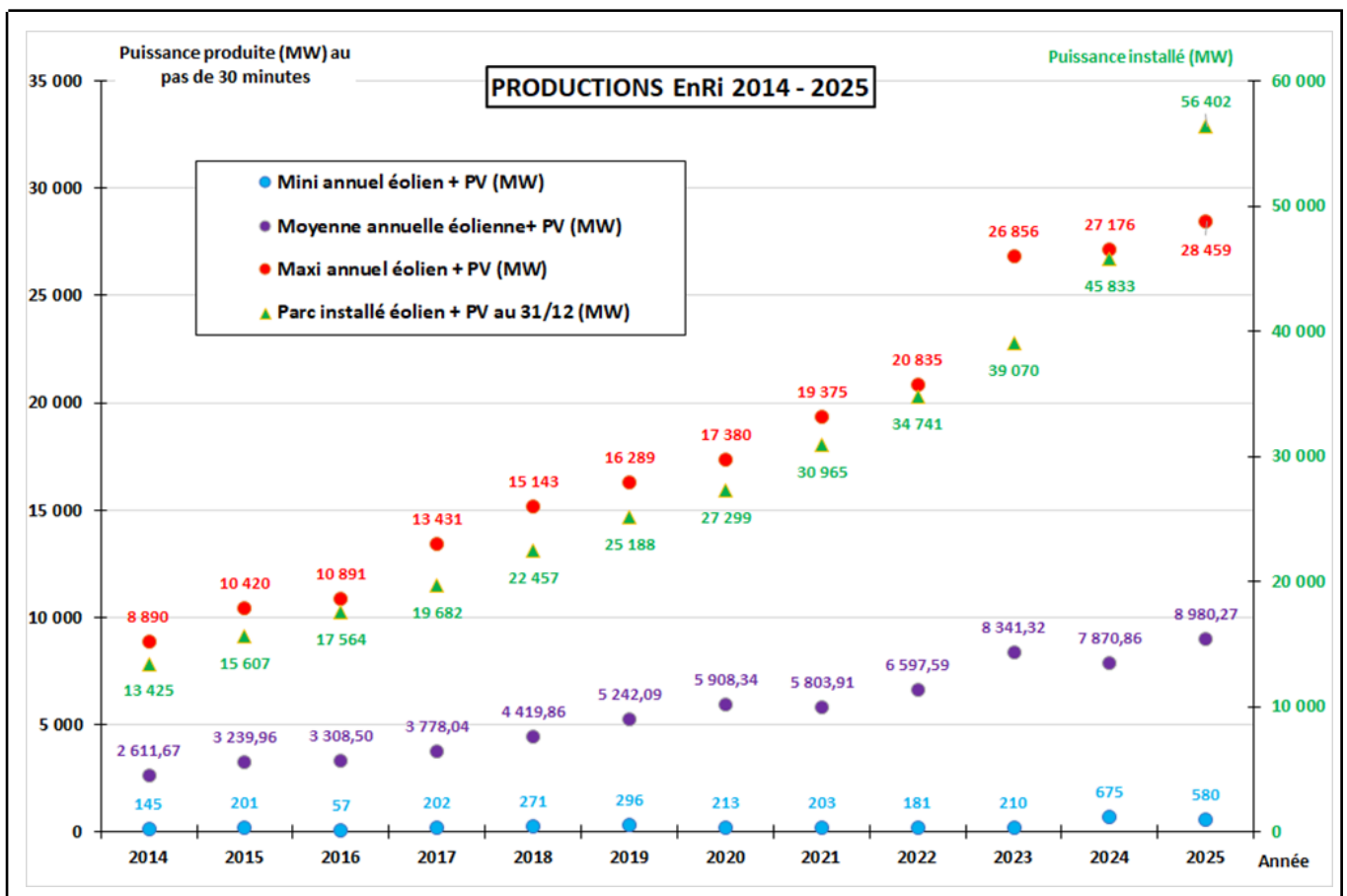


Figure 18 : Evolution des EnRi de 2014 à 2025

6. QUELQUES POINTS PARTICULIERS

Il est intéressant d'analyser quelques points particuliers tels que la pointe record de consommation et une éclipse partielle du soleil. L'analyse d'un incident qui s'est produit sur le réseau européen le 8 janvier 2021 est également intéressante.

6.1. POINTE DE CONSOMMATION RECORD

Le record de consommation 102 098 MW a été établi le 8 février 2012 à 19 h. Le tableau ci-dessous présente les différentes productions qui ont permis de fournir cette puissance.

| 08/02/2012 19:00 | Consommation / Parc installé | Fioul | Charbon | Gaz | Nucléaire | Eolien | Photo-voltaïque | Hydraulique | Autres | Production | Import | Combustibles fossiles | Energies renouvelables |
|--------------------------|------------------------------|--------|---------|-------|-----------|--------|-----------------|-------------|--------|------------|--------|-----------------------|------------------------|
| Puissance appelée (MW) | 102 098 | 5 477 | 5 201 | 7 994 | 59 519 | 1 754 | 0 | 14 113 | 642 | 94 700 | 7 399 | 18 672 | 15 867 |
| % consommation | | 5,4% | 5,1% | 7,8% | 58,3% | 1,7% | 0,0% | 13,8% | 0,6% | 92,8% | 7,2% | 18,3% | 15,5% |
| Puissance installée (MW) | 127 014 | 10 331 | 7 943 | 9 539 | 63 130 | 6 746 | 2 649 | 25 394 | 1 282 | | | 27 813 | 34 789 |
| Facteur de charge | | 53,0% | 65,5% | 83,8% | 94,3% | 26,0% | 0,0% | 55,6% | 50,1% | 74,6% | | 67,1% | 45,6% |

Les constats suivants peuvent être faits concernant la couverture de cette pointe de consommation :

- L'ensemble des moyens de production ont assuré 92,8 % de la pointe, l'énergie importée a représenté 7,2 %,
- Le facteur de charge de l'ensemble des moyens de productions a été de 74,6 %
 - o La production nucléaire a eu un facteur de charge de 94,3 % (3 tranches étaient à l'arrêt et l'ensemble des autres tranches étaient à leur puissance nominale),
 - o Les productions à partir de combustibles fossiles ont eu un facteur de charge global de 67,1 %,
 - o Les énergies renouvelables ont eu un facteur de charge global de 45,6 %, sachant que celui de l'hydraulique a été de 55,6 % (largement supérieur au facteur de charge moyen), que celui de l'éolien a été de 26 % (légèrement supérieur au facteur de charge moyen) et que celui du photovoltaïque a été nul compte tenu de la saison et de l'heure.

L'analyse de cet événement montre l'importance de pouvoir disposer d'un parc de production pilotable suffisant pour pouvoir couvrir les pointes de production, en particulier le parc nucléaire.

6.2. ÉCLIPSE PARTIELLE DE SOLEIL

L'éclipse partielle du 20 mars 2015 a entraîné une chute importante de la production photovoltaïque (voir figure 19). Il est important de se souvenir que cette éclipse a eu lieu un jour où le ciel était relativement couvert. L'équilibrage du réseau a été en grande partie assuré par la production de pointe (fioul). Il est également important de noter qu'une éclipse entraîne des gradients de production négatif et positif très importants, la figure 20 permet de comparer les gradients de production photovoltaïque des 19 et 20 mars.

Heureusement les éclipses sont parfaitement planifiées ce qui permet de préparer la compensation nécessaire. Des systèmes de production avec beaucoup de photovoltaïque pourraient obliger à prévoir des délestages en cas d'éclipse.

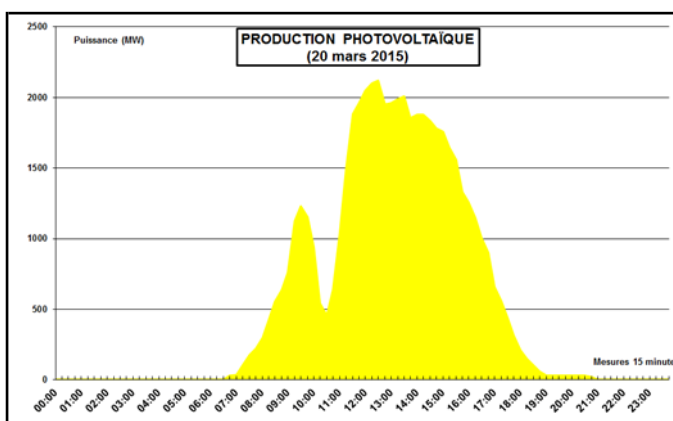


Figure 19 : Production photovoltaïque le jour de l'éclipse

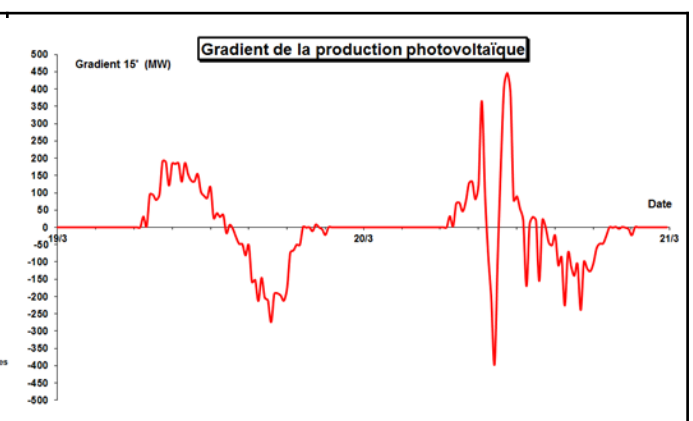


Figure 20 : Gradient de la production photovoltaïque le 19 et le 20 mars

6.3. INCIDENT RÉSEAU DU 8 JANVIER 2021

Le 8 janvier 2021 en milieu de journée il faisait très chaud en Roumanie, Grèce, Bulgarie et Turquie alors qu'il faisait froid dans toute la zone ouest de l'Europe. L'Europe du sud-est était fortement exportatrice et l'Europe du nord-ouest était importatrice, principalement les pays de l'est de cette zone. Le flux d'échange entre ces deux zones peut être estimé à 6 000 MW.

La production éolienne est très faible dans la zone N-O, le facteur de charge est de 8 % en France et de 7 % en Allemagne.

À 14 h 05, heure française, suite à la surcharge d'une ligne haute tension dans la zone S-E, deux disjoncteurs s'ouvrent, par surcharge de courant, dans un poste électrique en Croatie. Cela entraîne par un effet domino la surcharge d'autres lignes qui s'ouvrent à leur tour ; puis la scission du réseau électrique en deux zones séparées. La zone S-E, qui était fortement exportatrice vers la zone N-O, se retrouve en sur production, ce qui entraîne une sur-fréquence.

La zone N-O, qui était fortement importatrice à partir de la zone S-E, se retrouve en sur consommation, ce qui entraîne une sous-fréquence (chute de fréquence de 250 mHz).

Les actions correctives rapidement mises en œuvre, en particulier l'interruption de l'alimentation d'industriels électro-intensifs en France, ont permis d'éviter un black-out.

Cet incident qui met en évidence l'intérêt d'une interconnexion à l'échelle européenne est décrit dans [l'article GAENA n° 57](#) [Référence 12].

7. CONCLUSION

La période 2009 - 2023 est caractérisée par :

- Une quasi-stabilité de la production, à l'exception de l'année 2020 marquée par la baisse d'activité liée à la COVID, cette quasi-stabilité cache une décroissance de la consommation industrielle et une augmentation de la consommation du secteur tertiaire et résidentiel,
- La stabilité du parc hydraulique,
- La réduction de la puissance installée du parc nucléaire suite à l'arrêt de Fessenheim et au retard de construction de l'EPR,
- La moindre disponibilité des réacteurs nucléaires de 900 MW en raison des contrôles imposés par l'ASN, des travaux post-Fukushima et des visites de 4^{ème} décennale [Référence 4],
- La montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes (passage de 4,7 GW à 56,4 GW),
- La légère baisse des parcs à combustibles fossiles (passage de 26 GW à 17,2 GW).

La principale caractéristique étant la montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes. Quels enseignements peut-on en tirer ?

- **Eléments favorables :**
 - o Légère augmentation du taux de production d'électricité décarbonée,
 - o Légère baisse du parc de production à combustibles fossiles.
- **Eléments défavorables :**
 - o Augmentation de la puissance totale installée pour une consommation en baisse (voir figure 21), ce qui entraîne une sous-utilisation de certains moyens de production et alourdit le coût global du système, En 2009 le ratio de production était de 0,25 GW de puissance installée pour une consommation de 1 TWh, il est passé en 2025 à 0,38 GW de puissance installée pour une consommation de 1 TWh ; soit une augmentation de 50 %.
 - o Risque de fragilisation de la stabilité du réseau.

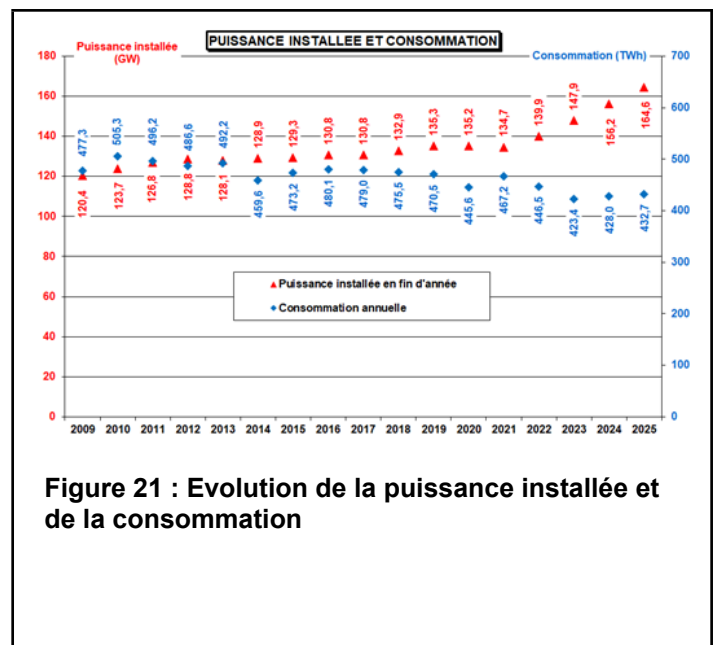


Figure 21 : Evolution de la puissance installée et de la consommation

La réduction du parc des combustibles fossiles au profit des énergies renouvelables intermittentes ne pourra se faire sans conserver un socle de productions pilotables, non émettrices de gaz à effet de serre, que sont le nucléaire et l'hydraulique.

L'utilisation de grandes puissances intermittentes ne pourra se réaliser que lorsque le stockage de l'énergie électrique [Référence 6] aura atteint une efficacité suffisante à un coût abordable. C'est une condition sine qua non qui est encore très loin d'être satisfaite en termes de coût de stockage pour les moyens connus ou envisagés (hors STEP).

Si l'objectif est de décarboner l'énergie pour répondre aux engagements de la COP21 il faut en priorité s'attaquer aux domaines qui consomment le plus de combustibles fossiles : l'habitat et le transport. Pour l'électricité, déjà fortement décarbonée, il faut maintenir la puissance actuelle du parc nucléaire, voire l'augmenter.

L'électricité est un vecteur énergétique vertueux car il peut être produit sans émission de gaz à effet de serre. Il serait donc intéressant de développer l'usage de l'électricité dans les domaines où les combustibles fossiles sont encore largement utilisés (transport, chauffage...).

8. RÉFÉRENCES

- [1] Mesures du site : <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>
Pour les années 2009 à 2019 il s'agit des mesures définitives et pour les années 2020 et 2021 il s'agit des mesures consolidées et des mesures temps réel à partir de 2022.
- [2] Fiche GAENA AA 02 : [Comparaison des différents modes de production d'électricité](#)
- [3] Fiche d'actualité n° 18 : [L'impact de la covid-19 sur la disponibilité du parc nucléaire français](#)
- [4] Fiche GAENA ACB 04 : [Fonctionnement normal et perturbations récentes du parc nucléaire](#)
- [5] Article GAENA n°58 : [Rejets de CO2 de la production d'électricité](#)
- [6] Fiche GAENA AA 03 : [Stockage de l'énergie électrique](#)
- [7] Fiche GAENA AA 04 : [L'équilibre du réseau électrique](#)
- [8] Article Techniques de l'Ingénieur :
<http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/conversion-et-transport-d-energie-422062/10/electricite-intermittence-et-foisonnement-des-energies-renouvelables-be8586/>
- [9] Fiche GAENA ADF 01 : [L'énergie solaire photovoltaïque](#)
- [10] Fiche GAENA ADE 01 : [L'énergie éolienne](#)
- [11] Fiche GAENA AA 05 : [Intégration des énergies renouvelables intermittentes dans le système électrique](#)
- [12] Article GAENA n°57 : [Incident du 8 janvier 2021](#)
- [13] Fiche d'actualité GAENA n° 20 : [Enseignements tirés de deux années de production électrique sur les périodes mars 2019 – février 2021 : Analyse, impact économique, environnemental et sociétal](#)

ANNEXES

| PUISSANCE INSTALLEE EN MW | Puissance installée fin 2009 | Puissance installée fin 2010 | Puissance installée fin 2011 | Puissance installée fin 2012 | Puissance installée fin 2013 | Puissance installée fin 2014 | Puissance installée fin 2015 | Puissance installée fin 2016 | Puissance installée fin 2017 | Puissance installée fin 2018 | Puissance installée fin 2019 | Puissance installée fin 2020 | Puissance installée fin 2021 | Puissance installée fin 2022 | Puissance installée fin 2023 | |
|---------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|--------|
| Nucléaire | 63 130 | 63 130 | 63 130 | 63 130 | 63 130 | 63 130 | 63 130 | 63 130 | 63 130 | 63 130 | 63 130 | 63 130 | 63 130 | 61 370 | 61 370 | 61 370 |
| Charbon | 7 942 | 7 942 | 7 940 | 7 914 | 6 341 | 5 119 | 3 007 | 2 997 | 2 997 | 2 997 | 2 997 | 2 977 | 2 977 | 1 816 | 1 812 | |
| Fioul | 10 001 | 10 447 | 10 360 | 9 374 | 8 779 | 8 883 | 8 645 | 7 137 | 4 098 | 3 440 | 3 401 | 2 874 | 2 746 | 2 762 | 3 042 | |
| Gaz | 8 159 | 8 963 | 9 490 | 10 520 | 10 456 | 10 409 | 10 901 | 11 712 | 11 851 | 12 151 | 12 191 | 12 238 | 12 218 | 13 074 | 13 133 | |
| Hydraulique | 25 357 | 25 390 | 25 400 | 25 388 | 25 404 | 25 411 | 25 421 | 25 482 | 25 517 | 25 510 | 25 557 | 25 732 | 25 718 | 25 912 | 25 693 | |
| Eolien | 4 574 | 5 764 | 6 692 | 7 513 | 8 157 | 9 120 | 10 312 | 11 670 | 13 559 | 15 108 | 16 494 | 16 592 | 17 227 | 19 536 | 23 617 | |
| Photovoltaïque | 190 | 878 | 2 566 | 3 578 | 4 367 | 5 292 | 6 191 | 6 772 | 7 660 | 8 527 | 9 435 | 9 438 | 10 213 | 13 154 | 17 419 | |
| EnR thermiques | 1 030 | 1 223 | 1 270 | 1 390 | 1 478 | 1 579 | 1 703 | 1 918 | 1 949 | 2 026 | 2 122 | 2 172 | 2 213 | 2 248 | 2 370 | |
| Total | 120 383 | 123 737 | 126 848 | 128 807 | 128 112 | 128 943 | 129 310 | 130 818 | 130 761 | 132 889 | 135 327 | 135 153 | 134 681 | 139 871 | 148 458 | |

Tableau 1 : Puissances installées en MW

| PUISSANCE INSTALLEE EN % DU TOTAL | Puissance installée fin 2009 | Puissance installée fin 2010 | Puissance installée fin 2011 | Puissance installée fin 2012 | Puissance installée fin 2013 | Puissance installée fin 2014 | Puissance installée fin 2015 | Puissance installée fin 2016 | Puissance installée fin 2017 | Puissance installée fin 2018 | Puissance installée fin 2019 | Puissance installée fin 2020 | Puissance installée fin 2021 | Puissance installée fin 2022 | Puissance installée fin 2023 |
|-----------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| Nucléaire | 52,4% | 51,0% | 49,8% | 49,0% | 49,3% | 49,0% | 48,8% | 48,3% | 48,3% | 47,5% | 46,6% | 46,7% | 45,6% | 43,9% | 41,3% |
| Charbon | 6,6% | 6,4% | 6,3% | 6,1% | 4,9% | 4,0% | 2,3% | 2,3% | 2,3% | 2,2% | 2,2% | 2,2% | 2,2% | 1,3% | 1,2% |
| Fioul | 8,3% | 8,4% | 8,2% | 7,3% | 6,9% | 6,9% | 6,7% | 5,5% | 3,1% | 2,6% | 2,5% | 2,1% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| Gaz | 6,8% | 7,2% | 7,5% | 8,2% | 8,2% | 8,1% | 8,4% | 9,0% | 9,1% | 9,1% | 9,0% | 9,1% | 9,1% | 9,3% | 8,8% |
| Hydraulique | 21,1% | 20,5% | 20,0% | 19,7% | 19,8% | 19,7% | 19,7% | 19,5% | 19,2% | 18,9% | 18,9% | 19,0% | 19,1% | 18,5% | 17,3% |
| Eolien | 3,8% | 4,7% | 5,3% | 5,8% | 6,4% | 7,1% | 8,0% | 8,9% | 10,4% | 11,4% | 12,2% | 12,3% | 12,8% | 14,0% | 15,9% |
| Photovoltaïque | 0,2% | 0,7% | 2,0% | 2,8% | 3,4% | 4,1% | 4,8% | 5,2% | 5,9% | 6,4% | 7,0% | 7,0% | 7,6% | 9,4% | 11,7% |
| EnR thermiques | 0,9% | 1,0% | 1,0% | 1,1% | 1,2% | 1,2% | 1,3% | 1,5% | 1,5% | 1,5% | 1,6% | 1,6% | 1,6% | 1,6% | 1,6% |
| Total | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

Tableau 2 : Puissances installées en pourcentage de la puissance totale

| PRODUCTION EN TWh | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|-------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Nucléaire | 390,0 | 407,9 | 421,1 | 404,9 | 403,7 | 415,5 | 416,5 | 384,0 | 378,9 | 392,9 | 379,2 | 335,2 | 360,5 | 278,3 | 318,1 |
| Charbon | 20,7 | 19,1 | 13,4 | 17,4 | 19,8 | 6,7 | 8,6 | 7,3 | 9,7 | 5,7 | 1,6 | 1,4 | 3,8 | 2,9 | 0,9 |
| Fioul | 7,7 | 8,0 | 7,6 | 6,7 | 5,4 | 2,6 | 2,7 | 3,3 | 3,5 | 2,1 | 2,4 | 0,9 | 1,0 | 1,6 | 1,7 |
| Gaz | 24,1 | 29,9 | 30,5 | 24,0 | 19,5 | 13,1 | 22,1 | 35,3 | 39,5 | 30,2 | 37,1 | 34,5 | 32,8 | 42,9 | 27,8 |
| Autres thermiques | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Hydraulique | 61,9 | 67,6 | 50,3 | 63,8 | 75,7 | 67,3 | 58,5 | 63,9 | 53,0 | 67,4 | 59,5 | 64,8 | 61,1 | 49,3 | 56,0 |
| Eolien | 7,9 | 9,7 | 12,1 | 14,9 | 15,9 | 17,1 | 21,1 | 20,7 | 24,1 | 28,1 | 33,8 | 39,7 | 36,0 | 37,9 | 47,8 |
| Photovoltaïque | 0,1 | 0,6 | 2,4 | 3,9 | 4,6 | 5,8 | 7,3 | 8,3 | 9,0 | 10,6 | 12,1 | 12,5 | 14,0 | 16,4 | 21,5 |
| EnR thermiques | 4,3 | 5,0 | 5,6 | 5,9 | 6,3 | 7,4 | 7,9 | 8,5 | 9,4 | 9,5 | 9,7 | 9,7 | 9,7 | 8,3 | 6,2 |
| Total | 519,1 | 550,2 | 543,0 | 541,5 | 550,9 | 535,6 | 544,6 | 531,3 | 527,1 | 546,5 | 535,4 | 498,6 | 518,8 | 439,6 | 480,0 |

Tableau 3 : Productions en TWh

| PRODUCTION EN % DU TOTAL | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Nucléaire | 75,1% | 74,1% | 77,6% | 74,8% | 73,3% | 77,6% | 76,5% | 72,3% | 71,9% | 71,9% | 70,8% | 67,2% | 69,5% | 63,3% | 66,3% |
| Charbon | 4,0% | 3,5% | 2,5% | 3,2% | 3,6% | 1,3% | 1,6% | 1,4% | 1,8% | 1,0% | 0,3% | 0,3% | 0,7% | 0,7% | 0,2% |
| Fioul | 1,5% | 1,5% | 1,4% | 1,2% | 1,0% | 0,5% | 0,5% | 0,6% | 0,7% | 0,4% | 0,4% | 0,2% | 0,2% | 0,4% | 0,3% |
| Gaz | 4,6% | 5,4% | 5,6% | 4,4% | 3,5% | 2,4% | 4,1% | 6,6% | 7,5% | 6,9% | 5,5% | 6,3% | 6,3% | 9,8% | 5,8% |
| Autres thermiques | 0,5% | 0,4% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Hydraulique | 11,9% | 12,3% | 9,3% | 11,8% | 13,7% | 12,6% | 10,7% | 12,0% | 10,1% | 12,3% | 11,1% | 13,0% | 11,8% | 11,2% | 11,7% |
| Eolien | 1,5% | 1,8% | 2,2% | 2,8% | 2,9% | 3,2% | 3,9% | 3,9% | 4,6% | 5,1% | 6,3% | 8,0% | 6,9% | 8,6% | 10,0% |
| Photovoltaïque | 0,03% | 0,1% | 0,4% | 0,7% | 0,8% | 1,1% | 1,3% | 1,6% | 1,7% | 1,9% | 2,3% | 2,5% | 2,7% | 4,2% | 4,5% |
| EnR thermiques | 0,8% | 0,9% | 1,0% | 1,1% | 1,1% | 1,4% | 1,5% | 1,6% | 1,8% | 1,7% | 1,8% | 1,9% | 1,9% | 1,9% | 1,3% |
| Total | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

Tableau 4 : Productions en pourcentage de la production totale

| Production décarbonée | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Nucléaire | 75,1% | 74,1% | 77,6% | 74,8% | 73,3% | 77,6% | 76,5% | 72,3% | 71,9% | 71,9% | 70,8% | 67,2% | 69,5% | 63,3% | 66,3% |
| Hydraulique | 11,9% | 12,3% | 9,3% | 11,8% | 13,7% | 12,6% | 10,7% | 12,0% | 10,1% | 12,3% | 11,1% | 13,0% | 11,8% | 11,2% | 11,7% |
| Eolien | 1,5% | 1,8% | 2,2% | 2,8% | 2,9% | 3,2% | 3,9% | 3,9% | 4,6% | 5,1% | 6,3% | 8,0% | 6,9% | 8,6% | 10,0% |
| Photovoltaïque | 0,03% | 0,1% | 0,4% | 0,7% | 0,8% | 1,1% | 1,3% | 1,6% | 1,7% | 1,9% | 2,3% | 2,5% | 2,7% | 4,2% | 4,5% |
| TOTAL | 88,6% | 88,3% | 89,5% | 90,0% | 90,7% | 94,4% | 92,4% | 89,8% | 88,2% | 91,3% | 90,5% | 90,7% | 90,9% | 87,3% | 92,4% |

Tableau 5 : Pourcentage des productions décarbonées

| Utilisation de l'électricité en % | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|-----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Consommation | 93,6% | 93,1% | 88,6% | 90,2% | 89,7% | 85,8% | 86,9% | 90,7% | 90,9% | 87,0% | 87,9% | 89,6% | 90,1% | 95,4% | 88,2% |
| Exportation | 5,1% | 5,7% | 10,2% | 8,6% | 9,0% | 12,7% | 11,9% | 8,0% | 7,8% | 11,7% | 10,9% | 9,2% | 8,8% | 3,0% | 10,6% |
| Pompage | 1,3% | 1,2% | 1,2% | 1,2% | 1,3% | 1,5% | 1,3% | 1,3% | 1,4% | 1,4% | 1,2% | 1,3% | 1,2% | 1,6% | 1,2% |
| TOTAL | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

Tableau 6 : Pourcentage d'utilisation de l'électricité