Le 31 mars 2026

Comment les voisins de la France bénéficient de son parc nucléaire ?

Une étude Aurora Energy Research commanditée par la Sfen

La France a enregistré un nouveau record d'exportation en 2025 (92,3 TWh, soit 17% de sa production). Les prix de gros sont en moyenne moins chers en France que dans les pays voisins. Le pays dispose d'une position géographique centrale et d'un niveau élevé d'interconnexions (23 GW à l'exportation et 18 GW à l'importation). Alors que des nouvelles réflexions sont en cours au niveau européen pour renforcer la sécurité d'approvisionnement et rendre les prix de l'électricité plus compétitifs, la Sfen a souhaité **étudier la valeur apportée par le nucléaire français dans le marché électrique européen.**

La Sfen a mandaté **Aurora Energy Research pour réaliser une modélisation prospective du système électrique européen de court terme (année 2026[1])** avec un focus sur l'étude de six pays : la France, le Royaume-Uni, la Belgique, l'Allemagne, l'Italie, et l'Espagne. L'étude permet de comprendre le fonctionnement des marchés et les bénéfices économiques des échanges transfrontaliers pour chaque pays.

L'étude met en lumière comment le nucléaire français :

- Apporte une valeur qui ne se limite pas à l'Hexagone. De manière quotidienne, et associé aux renouvelables, il contribue aussi à réduire les prix de gros et les émissions de CO_2 des pays voisins.
- Est pleinement sollicité dans les moments saisonniers de tension sur le système électrique (baisses de température, pénuries de vent/soleil) pour contenir les hausses des prix de gros et les émissions de CO_2. On note qu'une réduction volontaire ou

[1] Hypothèses 2026 vs. 2025 : ajouts de 5GW d'énergie solaire et 2GW d'énergie éolienne, EPR de Flamanville est pleinement opérationnel, légère augmentation de la demande.

involontaire de la capacité nucléaire en France a un impact significatif pour les voisins.
- Participe fortement, lors des événements météorologiques extrêmes, à la sécurité d'approvisionnement européenne.
- Permet, lors des crises externes, d'atténuer l'effet sur l'électricité de hausses du prix du gaz.

Au travers de ces différentes analyses, l'étude montre la place de la France dans l'équilibre régional. La **plaque ouest européenne est aujourd'hui la bonne maille** pour comprendre la valeur stratégique apportée par le nucléaire pour contenir les prix de gros et les émissions du système électrique européen.

Récemment, la Présidente de la Commission européenne a reconnu que le choix de réduire la part du nucléaire en Europe avait été une « *erreur stratégique* ». La Commission semble engagée à poursuivre une approche **de stricte neutralité technologique** dans les objectifs et l'ensemble moyens de mise en œuvre de la politique énergétique. Au-delà, la Sfen recommande :

- De **reconnaitre la valeur assurantielle du nucléaire français**, correspondant à la valeur économique de sa disponibilité dans des situations de tension offre/demande et de crises externes sur le système électrique européen. A terme, un bon fonctionnement du marché impose que toutes les externalités positives du nucléaire soient rémunérées par ceux qui en bénéficient.
- De la même façon qu'elle a pu le faire sur d'autres technologies (renouvelables, hydrogène), **de prendre des décisions favorables au nucléaire, et lancer des actions concrètes pour son développement.** Pour rappel, le PINC (Programme indicatif nucléaire) publié en mars 2026 reprend les conclusions de l'AIE (Agence internationale de l'énergie) selon lesquelles l'énergie nucléaire contribue à réduire les coûts totaux du système électrique, en réduisant les besoins d'investissement dans les infrastructures de transport, de distribution, de stockage et de flexibilité.

Méthodologie : le modèle développé par Aurora permet de simuler et d'observer, au pas horaire, en fonction des conditions météorologiques et de facteurs externes (ex : prix du gaz), à fois la formation des prix de gros (day-head), la répartition des sources de production (dispatch), et la dynamique des échanges transfrontaliers. Il permet d'isoler les facteurs qui influencent la formation des équilibres économiques dans l'exploitation du système électrique européen, au-delà des simples corrélations que l'on peut observer dans les données historiques.

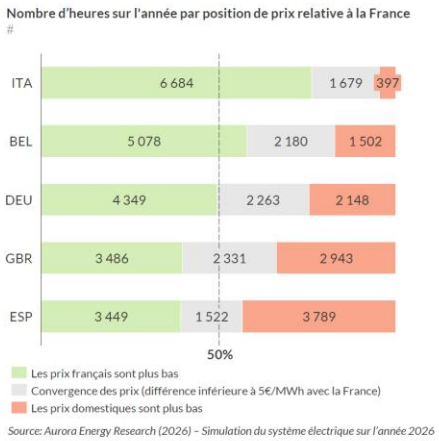
Les grands enseignements de l'étude Aurora

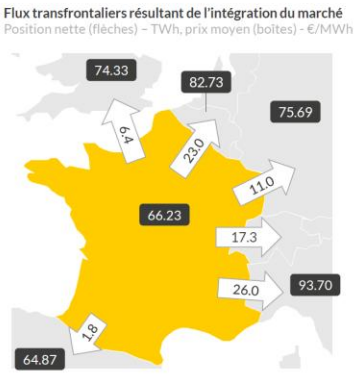
1. La valeur apportée par le nucléaire français ne se limite pas à l'Hexagone

Le nucléaire français, associé aux énergies renouvelables, contribue à réduire de manière quotidienne les prix de gros et les émissions de CO_2 des pays voisins.

La France bénéficie, du fait de sa production d'électricité abondante et bas carbone, d'un prix de gros day-head moyen bas. Les flux transfrontaliers suivent les différences de prix : les pays dont les prix sont les plus hauts importent l'électricité en provenance des pays où les prix sont plus bas. L'Italie du Nord a des prix plus élevés que la France plus des trois quarts du temps, avec une différence moyenne de 27 €/MWh. L'Allemagne a en moyenne des prix plus élevés de 9 €/MWh avec la France, et n'a des prix inférieurs que 25 % du temps. L'Espagne est à quasi-parité avec la France en moyenne ; entre ces deux pays, les prix sont en France plus élevés pour 40 % du temps, moins élevés pour 40 % du temps, et convergent dans une bande de ±5 €/MWh pour 20 % du temps.

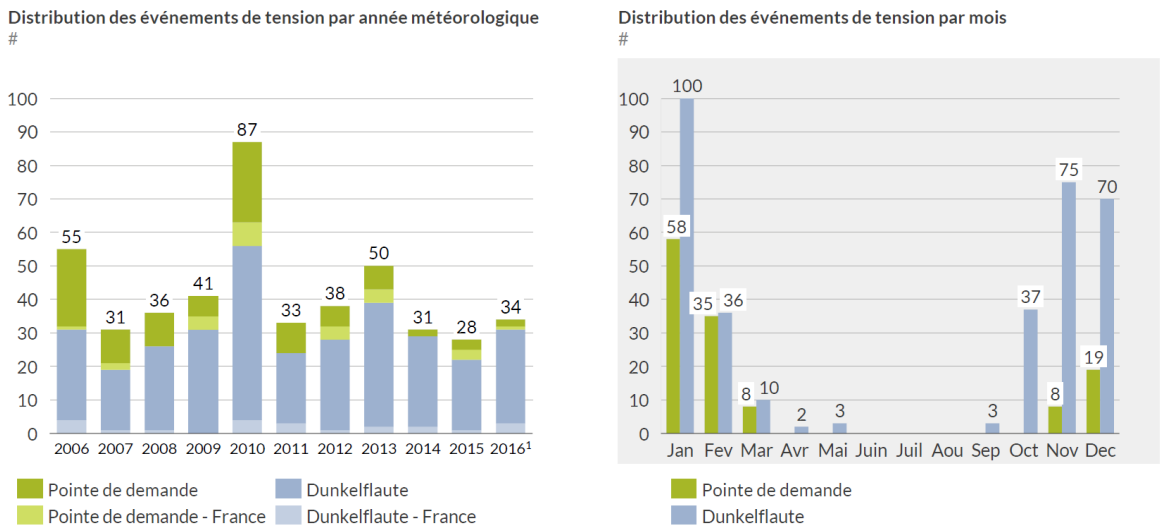
Les prix de gros français sont inférieurs simultanément à ceux de tous ses voisins près d'un tiers des heures de l'année. A contrario, **les deux tiers du temps, au moins un pays voisin a un prix marginal inférieur d'au moins 5 €/MWh.** La France, en important de l'électricité de ce pays, tout en exportant certainement en même temps vers un autre pays, optimise économiquement l'exploitation de son système électrique, à capacités installées données.





2. Le nucléaire français est pleinement sollicité dans les moments de tension saisonniers sur le système électrique européen (baisses de température, pénuries de vent/soleil)

Si l'on parle beaucoup dans le débat public, et à raison, de la multiplication des situations de surproduction et de prix négatifs, la simulation sur l'ensemble de l'année montre des situations très contrastées en termes de tension offre-demande à tout instant, en France et chez les pays voisins. On compte[2] ainsi **un total de 454 « stress events » (moments de contrainte) sur les six pays étudiés** : 118 événements de pointe de demande[3] (dont 26 en France) et 336 événements de pénurie[4] soleil/vent (dont 22 en France).



Source: Aurora Energy Research (2026) – Simulation du système électrique sur l'année 2026

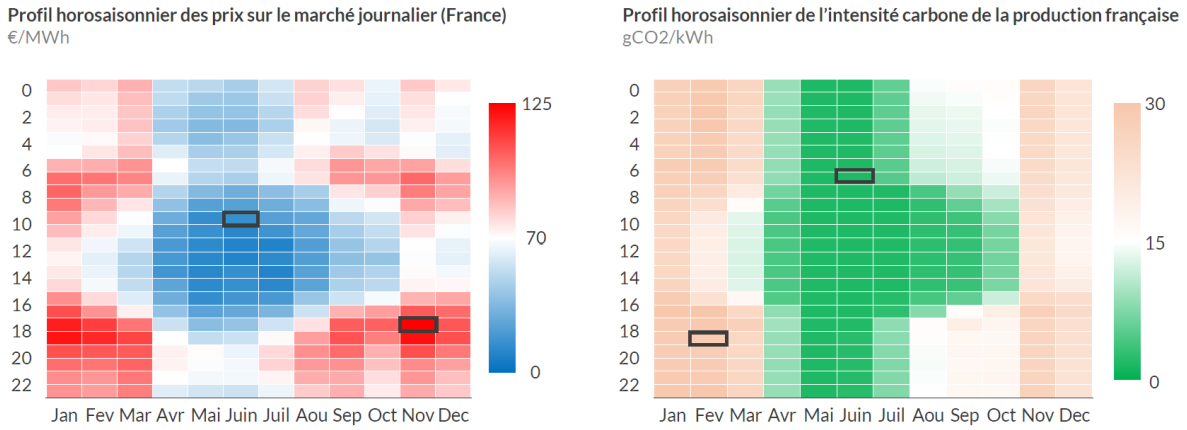
Lors de ces événements (principalement en hiver), pour satisfaire la demande dite « résiduelle » (i. e. dont on a soustrait les productions solaire et éolienne), la France doit appeler toute sa capacité nucléaire française disponible, ainsi que des moyens de production à base d'énergies fossiles. Les prix moyens day-ahead sont alors dans les 100 €-125 €/MWh (heures en rouge sur la figure ci-dessous) et les émissions de CO_2 sont plus élevées que sur les autres périodes. Ces épisodes météorologiques sont assez nombreux et significatifs pour avoir un impact important sur les prix moyens annuels.

---

[2] L'année de référence pour les conditions météorologiques est 2013, ajustée d'observations sur les années 2006-2016

[3] Définition : période d'au moins 48 heures consécutives pendant laquelle la demande dépasse 70 % de la demande maximale observée toutes sensibilités météorologiques confondues pour la zone de prix étudiée.

[4] Définition : période d'au moins 48 heures consécutives durant laquelle le facteur de charge combiné éolien + solaire est inférieur à 15 %.

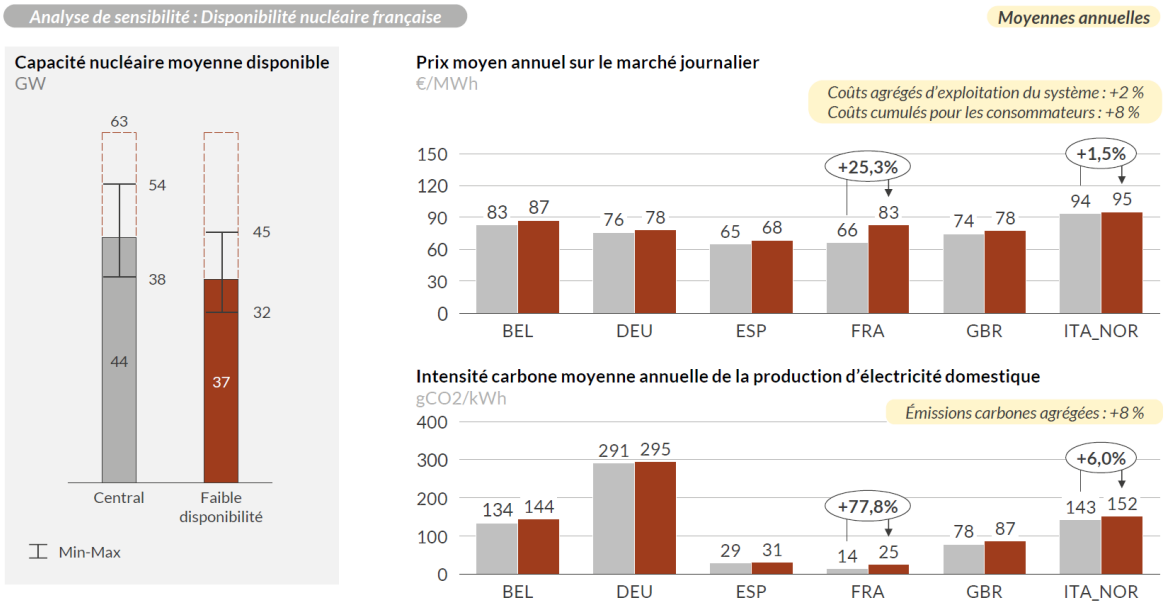


Source: Aurora Energy Research (2026) – Simulation du système électrique sur l'année 2026

Afin d'isoler la contribution du nucléaire français à la maitrise des prix de gros et à la réduction des émissions sur les six pays étudiés, Aurora Research a simulé le système électrique européen avec une capacité nucléaire française qui serait **réduite soit par volonté politique ou de manière involontaire,** comme cela a été le cas en lors de la crise de la corrosion sous contrainte en 2022[5]**.**

On constate qu'**une capacité nucléaire française inférieure de 15 %[6] entraine une hausse des prix moyens de l'électricité de 17 €/MWh[7] en France sur l'ensemble de l'année, et de 1 à 6 €/MWh sur les pays voisins.** Les émissions de CO_2 cumulées sur les six pays de l'étude augmentent de 8 % sur l'année, ce qui montre le rôle clef du nucléaire français dans la décarbonation de toute la zone. Cette analyse de sensibilité témoigne aussi comment une réduction volontaire ou involontaire de la capacité nucléaire en France a un impact négatif significatif pour les voisins.

[5] Problème générique de corrosion sous contrainte sur le parc français
[6] Fourchettes de capacité de 32-45GW (moyenne 37GW), au lieu de 38-54GW (moyenne 44GW), soit la situation de 2022
[7] De 66€/MWh en moyenne sur l'année à 83€/MWh

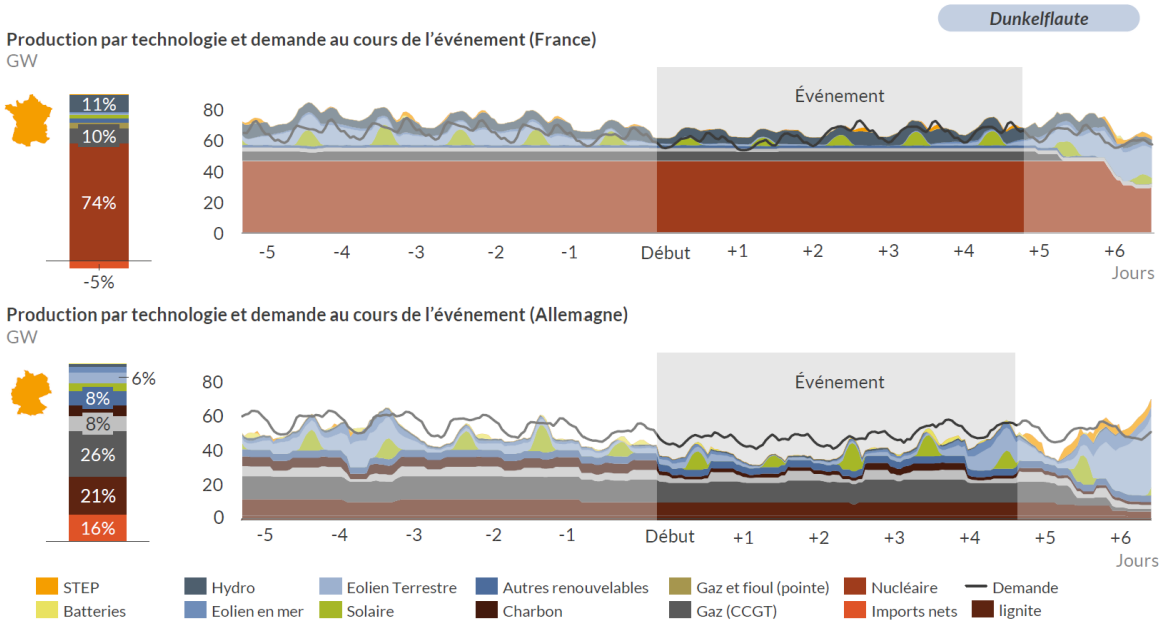


Source: Aurora Energy Research (2026) – Simulation du système électrique sur l'année 2026

3. Le nucléaire français contribue fortement à la sécurité d'approvisionnement lors des événements météorologiques extrêmes

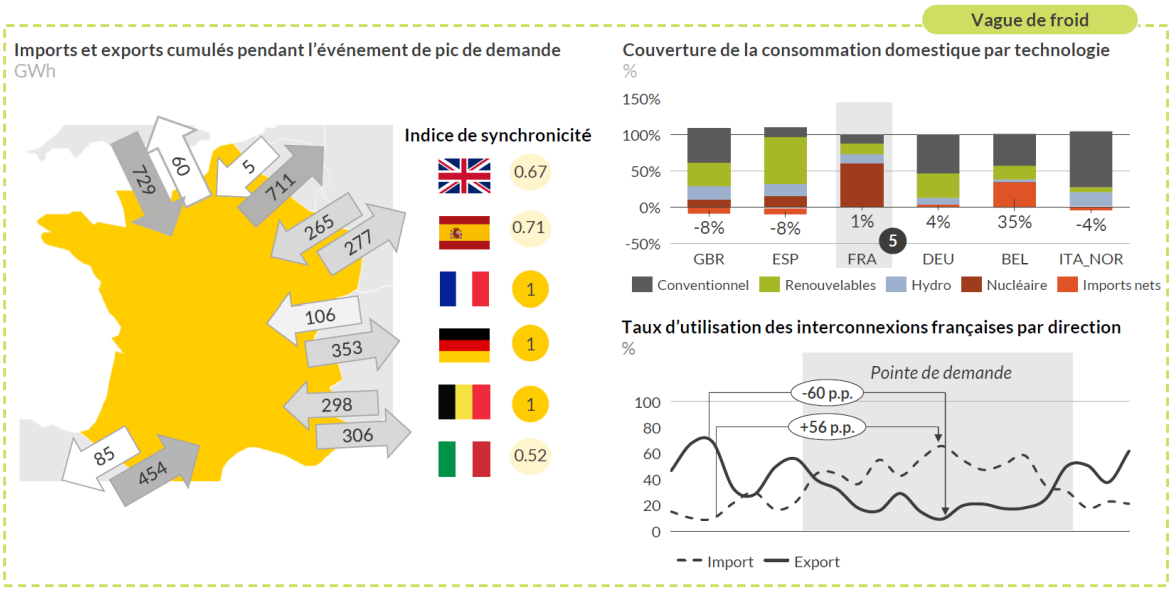
La contribution du nucléaire est particulièrement importante **lors d'un événement extrême de pénurie de vent/soleil en Europe**. Aurora a ainsi modélisé, dans le système électrique européen de 2026 (i.e. les capacités du système électrique actuel), deux événements météorologiques extrêmes.

Le premier est l'événement météorologique **de « Dunkelflaute » (en allemand « calme sombre ») observé en 2006,** durant lequel la disponibilité des capacités de production d'énergies éolienne et solaire (facteur de charge) était restée en moyenne à 4 % pendant plus de 4jours consécutifs. On constate des dynamiques très différentes en France et en Allemagne. La France, avec 70 % de nucléaire et ses centrales au cycle combiné à gaz, **continue d'exporter 5 % de sa production pendant cet événement de crise,** bien qu'elle subisse les mêmes conditions météorologiques. L'Allemagne, qui dans cette situation active toutes ses centrales à gaz et à charbon de base, couvre 16 % de ses besoins par des importations, et la Belgique 19 %.



Source: Aurora Energy Research (2026) – Simulation du système électrique sur l'année 2026

Le second événement extrême étudié est celui d'un **pic de demande d'une durée de 14 jours**, correspondant à la vague de froid de février 2012 qui a touché l'ensemble de l'Europe. La France, l'Allemagne et la Belgique sont les trois pays les plus touchés par cet événement. L'Hexagone mobilise alors l'ensemble de ses moyens de production, dont toute sa capacité nucléaire, au point de couvrir quasiment la demande, alors qu'il s'agit du pays le plus thermosensible d'Europe. La France est importatrice nette pour seulement 1 % de ses besoins lors de cet événement, un chiffre faible en comparaison de la Belgique qui importe 35 % de ses besoins, même s'il demeure significatif eu égard à son profil habituel d'exportateur net. La France importe de l'électricité de la Grande Bretagne et d'Espagne, moins exposés à la vague de froid, tout en exportant en particulier vers la Belgique. Ce faisant, elle optimise économiquement l'exploitation de son système électrique, à capacités installées données.



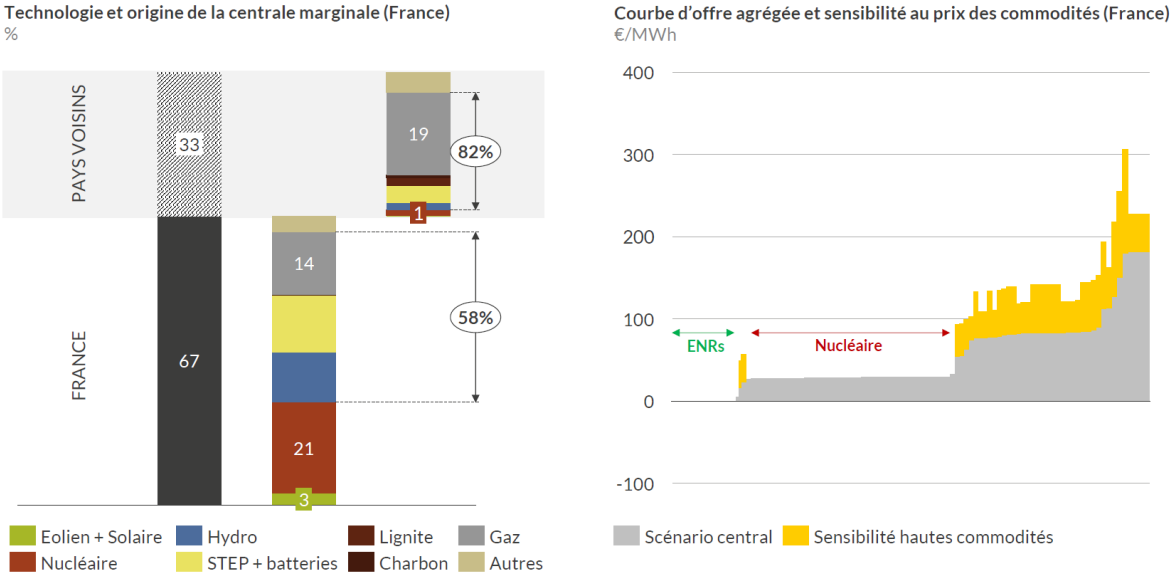
Source: Aurora Energy Research (2026) – Simulation du système électrique sur l'année 2026

4. Le nucléaire français permet, lors des crises externes, d'atténuer l'effet sur les marchés de l'électricité de hausses potentielles du prix du gaz

En tant que moyen de production à coût marginal très faible, le nucléaire se place préférentiellement dans l'ordre de mérite, juste après le solaire et l'éolien dont le coût marginal est nul. Bien que le nucléaire et les renouvelables en France représentent plus de 95 % du mix électrique, l'étude montre que, sur l'année, le nucléaire n'est marginal que 21 % des heures sur l'année, et les renouvelables variables 3 %. Ce sont le nucléaire et les renouvelables qui permettent, sur l'année, à la France d'avoir des prix plus bas que ses voisins. A noter que le coût marginal du nucléaire suffit juste à rémunérer ses coûts variables de combustible et de maintenance. Il est nécessaire que les coûts fixes soient rémunérés par ailleurs, et donc par les coûts marginaux des moyens de production plus élevés dans l'ordre de mérite. Des situations durables de prix bas ne permettraient pas aux moyens de production, renouvelables comme nucléaires, de couvrir leurs coûts complets sur le marché.

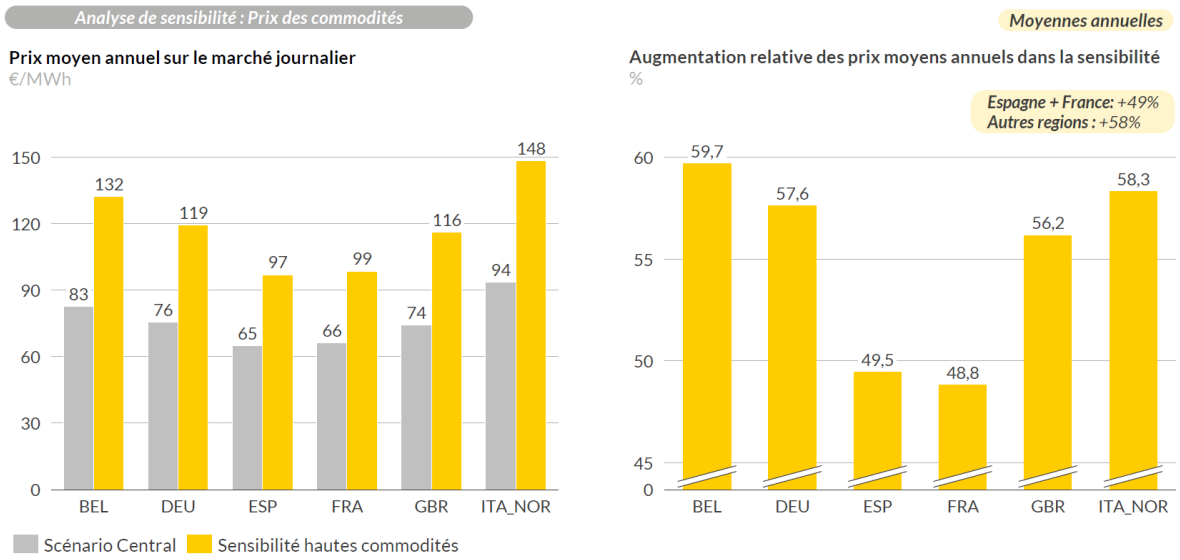
Ce sont les technologies situées après le nucléaire dans l'ordre de mérite telles que le gaz, ou les stocks hydroélectriques (dont les valeurs d'usage sont très liées aux prix du gaz) qui font les prix le plus fréquemment. Dans la modélisation, si on prend en compte les heures où les centrales à gaz sont marginales, qu'elles soient domestiques ou étrangères (via les interconnexions), ainsi que les heures où sont marginales l'hydroélectricité (lacs de barrage) ou le stockage, dont la valorisation est fixée par le gaz, **on voit que les prix de gros français sont fixés par le gaz près de deux tiers du temps**. Il ne s'agit pas d'une indexation, mais le résultat de la fixation du prix sur le dernier moyen nécessaire à l'équilibre offre-demande.

Il est important de bien distinguer ce mécanisme, qui vise à allouer de manière optimale les moyens de production de court terme du système électrique, avec les autres régulations visant à inciter à la construction de nouveaux moyens de production, et les régulations visant, comme on le verra, à protéger les consommateurs finaux.



Source: Aurora Energy Research (2026) – Simulation du système électrique sur l'année 2026

Une simulation montre néanmoins que la France est moins sensible que ses voisins à un choc gazier : une augmentation de 70% des prix du gaz conduirait à une augmentation des prix de gros de 50% en France sur l'année, et de 60% chez nos voisins.



Source: Aurora Energy Research (2026) – Simulation du système électrique sur l'année 2026

Mais surtout, le véritable avantage de la capacité installée nucléaire pour la France et l'Europe en cas de choc gazier est révélé sur les coûts du système électrique. Ceux-ci sont peu impactés en France par un choc sur le prix du gaz, du fait de la part des centrales à gaz inférieure à 5 % du mix. La situation est très différente pour les pays voisins où les centrales à gaz représentent une part importante du mix électrique : 16 % en Allemagne, 21 % en Espagne, et plus de 56 % en Italie. Cet avantage sur les coûts complets du système électrique bénéficie aux consommateurs, au-delà de la rémunération des moyens de production, notamment via différents dispositifs comme celui du nouveau versement nucléaire universel (VNU). Ce dernier prévoit une taxation des revenus nucléaires d'EDF lorsque la recette moyenne du parc nucléaire dépasserait certains seuils : 50 % des revenus au-dessus du premier seuil (≈ 78 €/MWh indicatif), et 90 % au-dessus du second seuil (≈ 110 €/MWh indicatif). La CRE calcule chaque année les revenus nucléaires d'EDF pour déterminer la part à redistribuer. Les sommes collectées, s'il y a lieu, sont ensuite réparties entre tous les consommateurs finaux d'électricité (ménages et entreprises) sous forme d'une minoration du prix de l'électricité, visible sur la facture, sur une ligne spécifique.