

Énergie nucléaire et décarbonation efficiente des systèmes électriques

- Après la pandémie, les plans de relance visant à concilier objectifs climatiques et économiques doivent placer les coûts système au cœur de la politique énergétique.
- Le passage à des systèmes électriques neutres en carbone n'ayant pas recours à l'énergie nucléaire augmenterait fortement les coûts système et menacerait la sécurité d'approvisionnement.
- Une décarbonation économiquement efficiente passe par une réforme structurelle du marché de l'électricité.

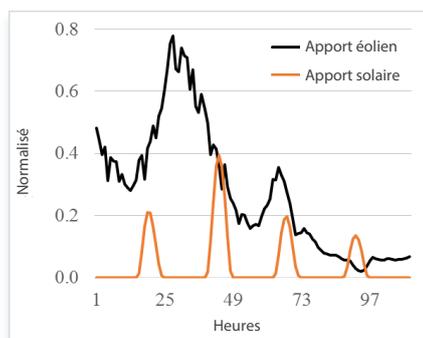
Quel est le problème ?

La pandémie du Coronavirus (Covid-19) a rappelé avec force le rôle critique des infrastructures électriques dans les sociétés modernes. Compte tenu des engagements de nombreux gouvernements à un renforcement de la décarbonation dans leurs stratégies de redressement économique, il sera d'autant plus important d'assurer la fiabilité et la résilience de l'approvisionnement en électricité. Pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris de 2015, il faudra réduire l'intensité carbone du secteur électrique à 50 gCO₂/kWh d'ici à 2050, soit un huitième du niveau actuel dans les pays de l'OCDE. Pour décarboner le secteur de l'énergie, il faudra électrifier des secteurs comme les transports et augmenter la part de l'électricité dans le mix

énergétique général. Cela nécessitera une transformation radicale et rapide des systèmes électriques et le déploiement de technologies bas carbone comme le nucléaire, l'hydroélectricité et les énergies renouvelables variables (ERV). Il faudra également réduire drastiquement l'utilisation des technologies émettrices de carbone. Il est donc vital d'investir dans des technologies de production d'électricité bas carbone, ce qui nécessite un environnement réglementaire clair. Ces questions doivent être abordées en ayant pleinement conscience des coûts et de l'impact des différentes technologies sur un système électrique dans son ensemble.

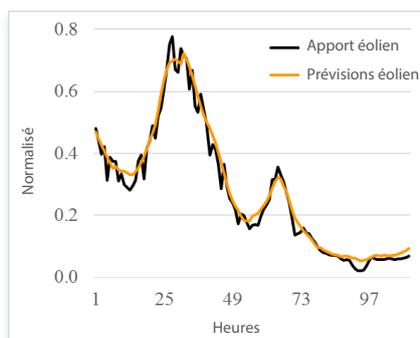
Les coûts système sont essentiellement dus à des caractéristiques intrinsèques à la production variable

Coûts de profil et de capacité de réserve



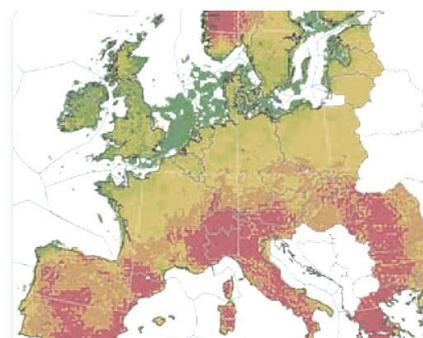
Les ERV ne sont pas toujours disponibles

Coûts d'équilibrage



Les ERV sont difficiles à prévoir

Transmission et distribution



Les sites d'ERV sont éloignés des centres de demande

Synthèse de l'AEN

Pourquoi est-ce important ?

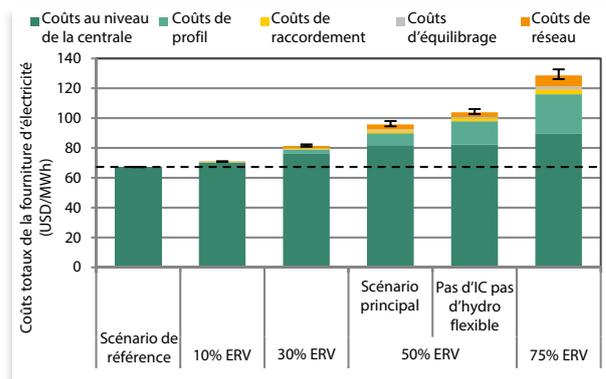
Un système électrique résilient assurant la sécurité d'approvisionnement tient compte des effets systèmes (coûts de profil, coûts d'équilibrage et coûts de transmission et de distribution) qui croissent fortement à mesure que la part des ERV augmente. Aujourd'hui, ces coûts sont à peine pris en compte dans les plans de transition énergétique – notamment parce qu'ils sont une part intrinsèque du fonctionnement du réseau et ne peuvent pas être facilement alloués à une centrale de production spécifique. Pourtant, ce sont des coûts tangibles qui devront bien être payés par le consommateur final ou le contribuable.

Une étude de l'AEN de 2019 a évalué les coûts totaux associés à l'objectif de 50 gCO₂/kWh dans le secteur électrique d'un pays de l'OCDE représentatif. Cette étude compare six systèmes hypothétiques ayant des parts différentes de combustibles fossiles, d'énergie nucléaire et d'énergies renouvelables – notamment l'éolien et le solaire photovoltaïque (PV). Elle montre que pour un même niveau d'émission de carbone, les coûts totaux pour le consommateur final ou le contribuable sont moins élevés avec une part plus importante de production nucléaire qu'avec un mix énergétique reposant sur une part importante d'ERV. En fait, la combinaison d'objectifs explicites concernant les ERV et d'une forte limitation des émissions de carbone a des conséquences importantes sur la composition du mix de production et de ses coûts. En effet, la puissance installée totale nécessaire pour répondre à une demande identique augmente fortement à mesure que le taux de pénétration des ERV augmente. Cela est dû à la variabilité ainsi qu'aux facteurs de charge et à la puissance substituée des ERV, qui sont inférieurs, ce qui impose de disposer d'une capacité de production de réserve pour produire de l'électricité quand les ERV ne fonctionnent pas. Par exemple, pour un taux de pénétration des ERV de 50 %, la puissance installée totale doit doubler, et pour un taux de pénétration de 75 %, elle doit être plus de trois fois supérieure à la demande maximale. En d'autres termes, plus le taux de pénétration des ERV augmente, plus la quantité de puissance installée de réserve – et donc les investissements – augmente pour répondre à une demande identique. Cela engendre une augmentation importante des coûts système, qui serait encore plus

rapide dans les pays dépourvus de ressources hydroélectriques abondantes (comme l'Australie) ou d'interconnexions avec des pays voisins (comme la Corée ou le Japon).

À niveau d'émission de carbone identique, le coût total pour le consommateur final ou le contribuable est plus supportable avec une part importante d'énergie nucléaire dans le mix énergétique qu'avec une part importante d'ERV.

Figure 1 : Coût total de l'électricité selon le mix énergétique

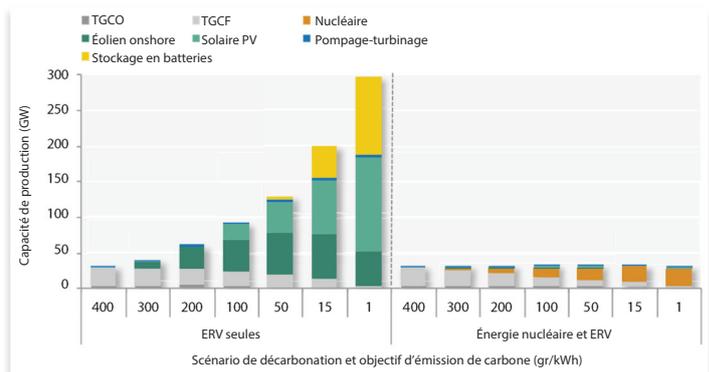
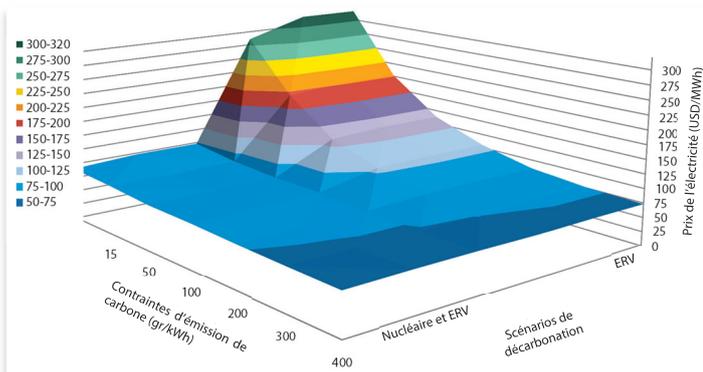


Source : AEN, 2019.

Au-delà des objectifs de l'Accord de Paris, certains pays de l'OCDE renforcent leurs engagements en faveur du climat et visent la neutralité climatique d'ici au milieu du siècle. C'est notamment une composante clé du récent « Green Deal » de la Commission européenne, qui devrait être au centre de la relance économique européenne après le Covid-19.

Une récente étude du Massachusetts Institute of Technology (MIT) analyse plusieurs scénarios de décarbonation aux États-Unis en fonction de différentes combinaisons de technologies de production bas carbone disponibles et de différents objectifs d'émission de carbone : de 400 g à 1 g de CO₂/kWh. Elle souligne que lorsque l'énergie nucléaire est exclue de la liste des technologies bas carbone disponibles, le coût moyen de l'électricité augmente d'autant plus que les limitations en termes d'émissions de carbone sont strictes.

Figure 2 : Synthèse des prix de l'électricité (à gauche) et de la capacité de production (à droite) en fonction de l'intensité carbone et de la part de nucléaire et d'énergies renouvelables variables



Source : Sepulveda, N.A., 2016.

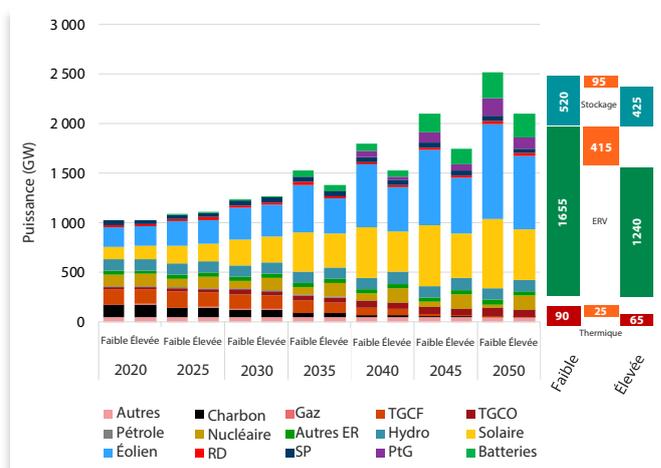
Ces coûts système élevés sont dus à la capacité limitée des réseaux électriques de gérer des parts importantes de puissance variable – capacité qui ne va pas progresser notablement dans un avenir prévisible. Cependant, avec des réseaux combinant en proportions adéquates énergie nucléaire et ERV, on parvient à un système bien plus efficient, où la capacité de réserve est moindre et les coûts totaux de l'électricité bien inférieurs.

Si la part relative du nucléaire et des ERV dans de tels mix électriques bas carbone sera certainement spécifique à chaque système, le point clé des études du MIT et de l'AEN est que d'un point de vue économique, les coûts système auront tendance à croître rapidement dès lors que la part des ERV dépassera 30 %.

Ces résultats peuvent être observés au niveau européen où, en dépit du haut niveau d'intégration du réseau électrique, les scénarios dans lesquels les objectifs de neutralité carbone en 2050 sont atteints essentiellement par la promotion des ERV posent des défis importants en termes de sécurité d'approvisionnement en électricité. Comme l'a souligné une étude récente de FTI-FORATOM, si l'Union européenne atteint ses objectifs climatiques et énergétiques avec une part d'énergie nucléaire faible (36 GW de puissance installée) le système électrique reposera bien davantage sur des technologies

de stockage à grande échelle encore immatures et dont le coût est encore incertain. En revanche, dans un scénario avec une part importante d'énergie nucléaire (150 GW de puissance installée), les capacités de suivi de charge du nucléaire viennent en appui à l'intégration des ERV et réduisent la nécessité d'une capacité de stockage supplémentaire et les investissements que cela représente.

Figure 3 : Scénarios avec une puissance nucléaire faible ou élevée d'ici à 2050



Source : FTI-FORATOM, 2018.

Suggestions aux dirigeants

L'étude de l'AEN de 2019 a montré que pour décarboner le secteur de l'électricité à un coût raisonnable tout en maintenant de hauts niveaux de sécurité d'approvisionnement, cinq mesures d'orientation complémentaires sont nécessaires. Il s'agit de réformes structurelles à mener en priorité pour soutenir des investissements rentables dans les systèmes électriques s'inscrivant dans la relance après-Covid-19.

1. **Identifier les coûts système et les attribuer aux technologies qui les occasionnent** : pour prendre les décisions les mieux fondées économiquement quant à leur approvisionnement futur en électricité, les pays doivent bien comprendre les coûts associés à tel ou tel scénario. L'exposition au prix de l'électricité permettrait d'internaliser les coûts de profil et de rémunérer chaque unité d'électricité générée à hauteur de sa valeur réelle pour le système.
2. **Mettre en œuvre la tarification du carbone, en tant que méthode la plus efficace de décarboner la production d'électricité** : cette démarche permettrait aux pays qui mettent en œuvre des politiques de réduction des émissions d'augmenter le coût des technologies très émettrices, de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de renforcer la compétitivité des technologies bas carbone comme le nucléaire et les ERV.
3. **Encourager de nouveaux investissements dans toutes les technologies bas carbone en offrant de la stabilité aux investisseurs** : toutes les technologies bas carbone ont un rôle à jouer dans la création de systèmes électriques bas carbone. Toutefois, en raison de leur forte intensité en capital, elles requièrent des solutions de financement spécifiques, car dans des marchés concurrentiels, elles ne seront pas déployées uniquement sur la base de la tarification au coût marginal. Les gouvernants doivent trouver le bon équilibre entre soutien hors marché et exposition aux prix du marché de gros pour les technologies bas carbone dont les coûts fixes sont élevés, comme le nucléaire et les ERV.

4. **Permettre des niveaux suffisants de puissance et de souplesse, ainsi qu'une infrastructure de transmission et de distribution** : la production est au cœur de tout système électrique, mais les systèmes nécessitent des cadres pour la fourniture de puissance, de souplesse, de services au système et une infrastructure suffisante pour la transmission, la distribution et les interconnexions. La variabilité des ERV et les avancées technologiques rendent ces services complémentaires de plus en plus importants. Il faut aussi reconnaître la contribution positive à la stabilité et à l'inertie du système qu'apportent les grandes unités centralisées comme les centrales nucléaires ou les barrages hydroélectriques et les valoriser en conséquence.
5. **Développer des marchés à court terme réellement concurrentiels pour une utilisation économiquement efficiente des ressources** : la tarification au coût marginal basée sur les coûts variables à court terme est un mécanisme approprié pour assurer une utilisation optimale des ressources existantes. Il ne suffit toutefois pas d'encourager les investissements nécessaires dans les technologies de production bas carbone et les infrastructures de réseau. Un mécanisme comme la rémunération de la capacité permettrait de reconnaître la valeur de la puissance appelée. Dans les pays de l'OCDE, le déploiement important des ERV s'est fait en partie parce qu'il a eu lieu dans un système électrique amorti, relativement robuste et surdimensionné. Même dans ces conditions, le prix de gros de l'électricité n'est pas assez élevé pour couvrir le coût de la production d'électricité. Il est évident que les prix pratiqués sur les marchés n'encouragent pas les investissements pour renouveler des infrastructures électriques vieillissantes.

Pour en savoir plus

FTI Consulting (2018), *Pathways to 2050: The Role of Nuclear in a Low-Carbon Europe*, www.fticonsulting.com/fti-intelligence/energy/research/eu-power-gas-markets/pathways-2050-role-nuclear-low-carbon-europe (consulté le 9 juin 2020).

Hirth, L. (2015), "The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment", présentation à l'université Paris-Dauphine, 8 juillet 2015, www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/Lion_Hirth-2015-07-08_Optimal_share_of_Variable_Renewables_Paris.pdf (consulté le 9 juin 2020).

MIT Energy Initiative (2018), *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*, <http://energy.mit.edu/research/future-nuclear-energy-carbon-constrained-world> (consulté le 9 juin 2020).

AEN (2019), *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, Éditions OCDE, Paris.

Sepulveda, N.A. (2016), *Decarbonization of Power Systems: Analyzing Different technological Pathways*, Mémoire de Master, Massachusetts Institute of Technology (MIT).