



## COÛTS D'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Par Thibault DELETOMBE, Doctorant à I-Tésé

Pour que la France tienne ses engagements en matière de climat et réduise ses émissions de gaz à effet de serre, la programmation pluriannuelle de l'énergie qui traduit les priorités d'action des pouvoirs publics, prévoit un déploiement soutenu de l'éolien et du photovoltaïque (PV) au sein du réseau électrique dans les années à venir.

Ces deux technologies se distinguent cependant fortement des centrales électriques traditionnelles, notamment de celles fonctionnant aux énergies fossiles ou à l'énergie nucléaire. Tout d'abord, la production du PV et de l'éolien n'est pas pilotable et varie au cours de la journée et de l'année. Ensuite, celle-ci n'est pas entièrement prévisible puisque soumise aux aléas météorologiques. Enfin, cette production est fortement contrainte géographiquement par l'ensoleillement et la localisation des gisements éoliens. Ces caractéristiques se retrouvent chez les autres énergies, mais à un degré moindre, de sorte que des problématiques spécifiques au PV et à l'éolien peuvent émerger au sein du système électrique en cas d'un déploiement conséquent de ces technologies.

En effet, le réseau électrique doit maintenir à tout instant et en tout lieu une adéquation parfaite entre la production et la consommation. Sans cet ajustement, les différents équipements connectés au réseau peuvent être endommagés ou privés d'approvisionnement. Pour fonctionner avec un même niveau de service, le PV et l'éolien imposent au système électrique un coût additionnel par rapport aux autres technologies. Le coût d'intégration du PV et de l'éolien correspond à ce coût supplémentaire lié à la variabilité, l'incertitude et la localisation de la production.



Si le coût d'intégration d'une technologie évolue selon les caractéristiques du réseau qui l'accueille, les différentes évaluations du coût d'intégration du PV et de l'éolien (Ueckerdt et al., 2013 ; Hirth et al., 2015 ; AEN, 2019) mettent en lumière plusieurs faits stylisés :

### Les coûts d'intégration augmentent à mesure que l'éolien et le PV pénètrent le réseau :

- A faible niveau de pénétration, les coûts d'intégration peuvent être négligés,
- A haut niveau de pénétration, les coûts d'intégration peuvent atteindre plusieurs dizaines d'euros par mégawattheure d'énergie renouvelable injectée.

### Les coûts d'intégration peuvent être fortement réduits si des solutions techniques permettant d'améliorer la flexibilité du réseau sont déployées en parallèle :

- Développement des unités de stockage d'électricité,
- Flexibilisation de la demande en électricité,
- Renforcement des infrastructures de transport et de distribution d'électricité,
- Amélioration des prévisions de la production des parcs éoliens et PV,
- Optimisation de la répartition géographique des parcs solaires et éoliens.

Comme le souligne RTE (2021), le PV et l'éolien seront des technologies incontournables du système électrique dans les années à venir. Réduire le coût de leur intégration dans le réseau est donc primordial et passe nécessairement par l'implémentation d'une stratégie cohérente de développement prévoyant la mise en place d'un certain nombre de solutions de flexibilité.

Si le développement du PV et de l'éolien impacte le fonctionnement technique du réseau, d'autres effets de leur déploiement sont à anticiper (Yu, 2018). Ces deux technologies challengent les mécanismes financiers adossés au système électrique, comme la tarification du réseau (avec le développement de l'autoconsommation par exemple), ou le fonctionnement du marché de gros (baisse des prix, volatilité accrue, etc...) mais elles produisent aussi des externalités plus larges sur la société, en matière d'environnement, d'innovation ou d'emploi par exemple.

### BIBLIOGRAPHIE

- AEN, "The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables", AEN, OCDE, Paris, 2019.
- HIRTH L., UECKERDT F. et EDENHOFER O., "Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability", *Renewable Energy*, 2015, vol. 74, pp. 925-939.
- UECKERDT F., HIRTH L., LUDERER G. et EDENHOFER O., "System LCOE: What are the costs of variable renewables?", *Energy*, 2013, vol. 63, pp. 61-75.
- RTE, "Futurs énergétiques 2050", RTE, Paris, 2021.
- YU J., "A prospective economic assessment of residential PV self-consumption with batteries and its systemic effects: The French case in 2030", *Energy Policy*, 2018, vol. 113, pp. 673-687.