

Idée reçue n°4

Les énergies renouvelables sont chères, parce qu'il faut stocker pour gérer l'intermittence

En résumé

L'argument le plus souvent invoqué en défaveur de certaines énergies renouvelables est celui de l'intermittence, ou plutôt celle de leur variabilité, qui n'empêche pas une prévisibilité météorologique. Cet argument tend à disparaître si l'on considère le foisonnement des énergies renouvelables, leur complémentarité temporelle, les interconnexions permettant les échanges transfrontaliers, et même si l'on intègre le coût du stockage au coût global de production d'électricité renouvelable au MWh. D'autre part, il faut garder en tête qu'aucun type de centrale électrique ne permet une production 100% du temps, notamment pour des nécessités d'arrêt pour maintenance (programmée ou non) : le parc nucléaire français, sur ces dix dernières années a ainsi présenté une disponibilité historiquement basse de 75%¹ (avec un plus bas historique à 58% en 2022).

Avant de stocker...

Plusieurs facteurs permettent de limiter le caractère « intermittent » des énergies renouvelables :

- la conception même des installations, vers des facteurs de charge plus importants, par augmentation du ratio de puissance installée des panneaux sur les onduleurs ou la mise en œuvre de technologie de trackers solaires (pour le PV) ou de la surface balayée sur la puissance des turbines (pour l'éolien) ;
- la complémentarité temporelle des diverses énergies renouvelables variables, très importante pour limiter les besoins de stockage, y compris saisonnier (du soleil en été, du vent en hiver) ;
- le foisonnement spatial des productions sur le réseau, dont l'exploitation est facilitée par les interconnexions du réseau entre la France et les pays voisins : à un instant t, la probabilité de ne pas avoir de vent sur un site éolien est relativement importante, mais si on raisonne sur l'ensemble de l'Europe, elle est faible. Une étude d'Engie sur les statistiques de vent depuis vingt ans montre qu'un parc éolien réparti entre les trois façades françaises (Manche, Atlantique et Méditerranée) produirait plus de 20 % de sa puissance installée pendant 90 % du temps, et plus de 30 % pendant 90% du temps d'hiver ;
- la présence d'énergies renouvelables largement pilotables : (hydroélectricité, biogaz et biocombustibles) ;
- l'amélioration du taux d'autoconsommation dans l'habitat le tertiaire, l'industrie ;
- les outils de gestion de la demande en dynamique : régulation de fréquence, effacement, tarification dynamique, recharge intelligente et réversible, etc...

Les méthodes de stockage

Tous ces facteurs ne sont parfois pas suffisants et il est nécessaire de recourir aux moyens de stockage pour permettre une adéquation à tout instant entre production et consommation électrique, indispensable à la stabilité du réseau.

¹ [Disponibilité du parc nucléaire d'EDF SA - Depuis 2002 - data.gouv.fr](https://data.gouv.fr)

Les systèmes de stockage d'électricité peuvent-être sous forme :

1) Mécanique : Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) hydro-électriques, la plus déployée historiquement à l'échelle mondiale et en France (4 810 MW actuellement installés,) mais gardant un certain potentiel de développement). Le principe consiste en l'utilisation de pompes-turbines réversibles qui remontent l'eau d'un réservoir inférieur lorsque la consommation et le prix de l'électricité sont bas (typiquement la nuit en France) puis la turbine lorsque la demande et le prix de l'électricité sont hauts.

2) Thermique : sels fondus (la plus répandue développée dans les années 2000-2010, généralement associés à la technologie du solaire concentré qui permet déjà sur certaines centrales en exploitation un fonctionnement 24h/24h), air comprimé, air liquéfié... Ces différentes technologies consistent en une phase de charge permettant de chauffer ou de faire changer d'état un matériau en phase de charge, puis de valoriser cette énergie emmagasinée via un turboalternateur en phase de décharge.

3) Electrochimique : batteries d'accumulateurs, en pleine expansion depuis une demi-douzaine d'années (environ 500 MW en France) principalement via la technologie Lithium-Ion qui allie un excellent rendement (proche des 90%) à un faible coût, obtenu grâce à une production de masse et une forte modularité permettant un déploiement facilité

Plusieurs technologies de batteries Lithium-ion sont aujourd'hui disponibles sur le marché : Nickel-Manganèse-Cobalt NMC (50%), Lithium-Fer-Phosphate LFP (25%) et Nickel Cobalt Aluminium (NCA). Le coût des batteries baisse depuis plus de 15 ans : 200\$/kWh en 2018, à 120\$/kWh en 2024 et anticipé à 80\$/kWh en 2030. De plus, les batteries dites « de seconde vie » suivront une trajectoire de coût similaire avec un niveau de prix de 10% à 50% moins cher que les batteries neuves. Enfin, l'émergence des batteries avec d'autres types de chimie et de technologies, comme le sodium-ion, les batteries solides ou les batteries à flux, fourniront d'ici quelques années de nouvelles options économiques pour les stockages stationnaires.

4) Electrochimique, via l'hydrogène électrolytique et ses dérivés, comme l'ammoniac ou le méthanol. Cette technologie permet un stockage sur une échelle de temps long, les autres technologies étant plutôt destinées à stocker l'énergie de manière temporaire et cyclique, à l'échelle d'une journée, de la semaine ou du mois.

Certains stockages, notamment de chaleur ou de froid, prennent également place chez l'utilisateur et participent ainsi de la gestion de la demande

Associé aux énergies renouvelables, le stockage permet donc de répondre aux critères de stabilité d'approvisionnement en électricité de manière continue. D'autre part, l'arrivée en masse des véhicules électriques sur le marché Français depuis plus de 10 ans (+1 200 000 aujourd'hui), permet 1) d'utiliser les capacités considérables de stockage de ces véhicules quand ils sont en stationnement et 2) de développer la filière de batteries « de seconde vie », pour les entreprises ou les particuliers.

Les centrales hybrides, une solution simple pour un surcoût modéré

La complémentarité des énergies renouvelables et des technologies de stockage permet de palier à la variabilité des ressources en vent ou en soleil. Quelques exemples de projets ou études mettant en œuvre de telles hybridations démontrent leur capacité à résoudre l'équation de l'intermittence, pour un coût de l'électricité contenu.

1) Projets RMIPPPP² en Afrique du Sud

Souffrant d'un fort déficit de production électrique induisant des coupures tournantes quotidiennes à l'échelle nationale, l'Afrique du Sud a lancé en 2020 un appel d'offres international ouvert à tout type de technologie (charbon/gaz/renouvelable) pourvu que a/ les centrales puissent être construites en moins de 18 mois et b/ elles puissent produire sur demande et au besoin en continu de 5h à 21h30 (soit 16,5h par jour) pendant 20 ans.

Parmi les lauréats, où pour la première fois (à cette échelle) sur ce type d'appel d'offres des projets alliant renouvelable et stockage ont été plus compétitifs que des centrales thermiques, on trouve les grands énergéticiens français, chacun ayant développé un projet :

- TotalEnergies : projet Hydra combinant 216 MW de photovoltaïque et 500 MWh de batteries Lithium-ion³
- EDF : projet Umoyilanga, combinant 113 MW de photovoltaïque, 63 MW d'éolien et 75 MW/264 MWh de batteries Lithium-ion⁴
- Engie : projet Oya, 155 MW de photovoltaïque, 86 MW d'éolien et 94 MW/242 MWh de batteries

L'ensemble de ces projets, dont la mise en exploitation commerciale est prévue en 2025, vendra son électricité au réseau sud-africain pour un prix compris entre 80€/MWh et 90€/MWh.

2) Etude Eurelectric-Pexapark

En Novembre 2023, Eurelectric, la principale association européenne représentant le secteur de l'industrie électrique, a publié une étude⁵ démontrant la pertinence de l'association des technologies photovoltaïque, éolienne, et de stockage par batteries Li-ion, pour limiter la variabilité de la production renouvelable et tendre vers une adéquation entre production et consommation pour chaque pas horaire (notion de «24/7 hourly-matching").

Il y est notamment modélisé dans une étude de cas prenant en compte les réseaux et marché allemands :

- qu'une disponibilité horaire de 67% est déjà atteignable en combinant PV et éolien pour un prix de l'électricité de 70 €/MWh.
- qu'une disponibilité horaire de 70% est atteignable en combinant PV, éolien et batterie d'1h de capacité de stockage pour un surcoût de 4 €/MWh.
- qu'une disponibilité horaire de 90% est atteignable en passant à une batterie de 4h de capacité, pour un surcoût de 17€/MWh.

² RMIPPPP = [Risk Mitigation Independent Power Producer Procurement Programme](#)

³ [Afrique du Sud : TotalEnergies lance la construction d'une centrale solaire de 216 MW associée à un stockage par batterie | TotalEnergies.com](#)

⁴ [75 MW Umoyilanga hybrid project reaches financial close under much-delayed risk-mitigation round \(engineeringnews.co.za\)](#)

⁵ [Hedging Benefits - 24/7 Hub \(eurelectric.org\)](#)

3) L'hybridation photovoltaïque & stockage thermique : une illustration des solutions pour rendre l'énergie solaire disponible 24h/24h

Parmi les solutions techniques permettant des durées de stockages d'électricité longues (au-delà de 5-6h), le stockage thermique par sels fondus associé au photovoltaïque a permis ces dernières années des avancées significatives en termes de production d'électricité renouvelable moins variable. On peut citer les projets suivants :

- Atacama 1 au Chili : 100 MW de PV + 110 MW/1925 MWh de solaire concentré/stockage par sels fondus, permettant un fonctionnement 24h/24 (mis en service en 2021)
- Noor Energy 1 d'ACWA Power à Dubaï : 250 MW de PV + 700 MW/8700 MWh de solaire concentré/stockage par sels fondus permettant un fonctionnement 24h/24 (mis en service en 2023) pour un prix de 65€/MWh.
- Noor-Midelt 1 du consortium EDF-Masdar au Maroc : 600 MW de PV + 190 MW/ 1200 MWh permettant un fonctionnement en continu jusque 5h après le coucher du soleil pour un prix de 60 €/MWh (attribué en 2019).

Si la France ne possède pas de ressource solaire comparable à celle de ces pays, les baisses des coûts récentes des panneaux solaires ou l'hybridation de technologie de stockage long terme avec de la production éolienne notamment offshore (45€/MWh obtenus lors du dernier appel d'offre en France, avec un facteur de charge approchant déjà les 60%) peuvent clairement permettre d'envisager une production renouvelable pilotable, à coût maîtrisé et déployable à horizon 2030.

Références :

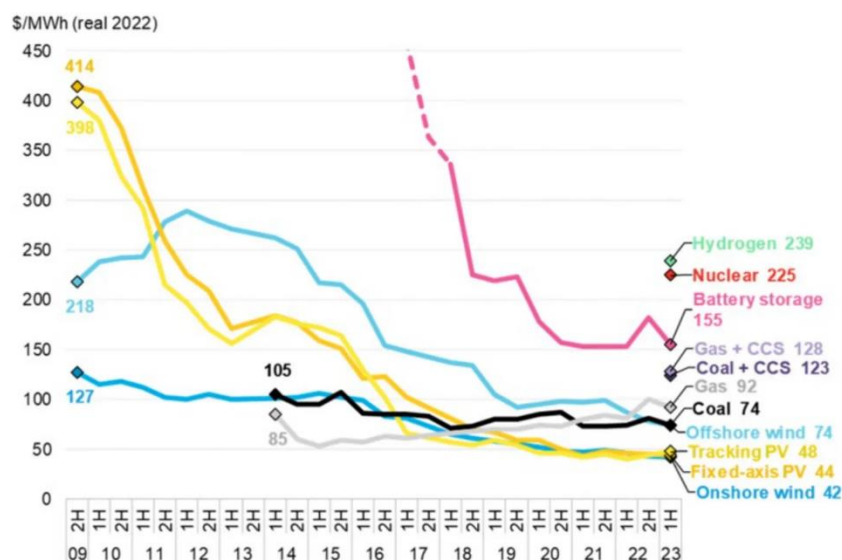


Figure 1. Coût de production (LCOE) des différentes sources d'énergie (Bloomberg US)

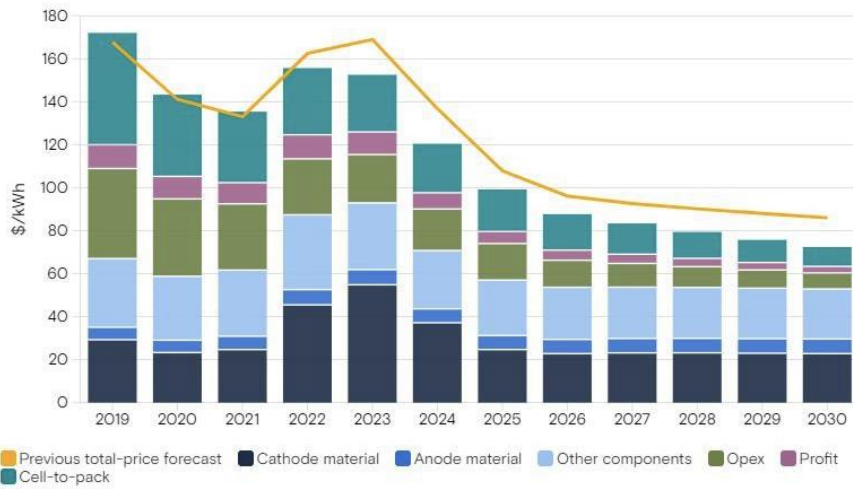
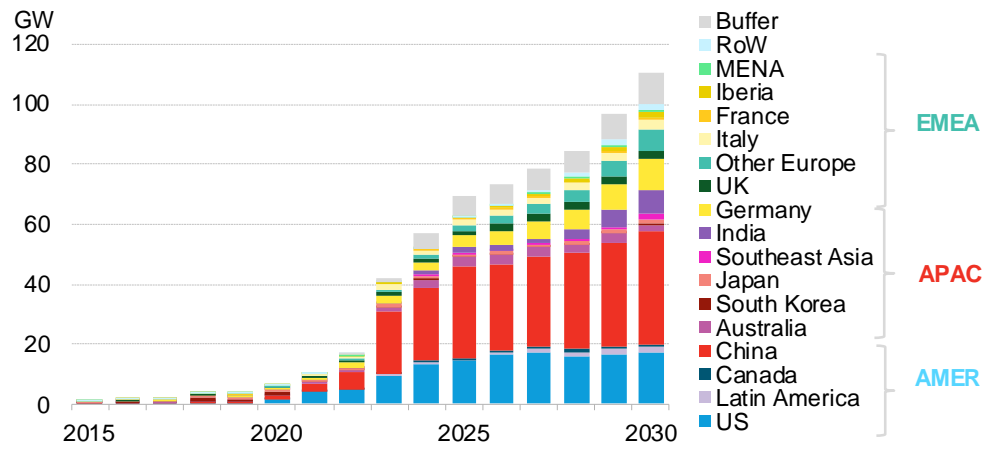


Figure 2. Coût du stockage batterie de 2019 à 2030 (Goldman Sachs BNEF)



Source: BloombergNEF Note: MENA = Middle East & North Africa. Countries ordered by regional group. Buffer = headroom not explicitly allocated to an appl. RoW = Rest of the World.

Figure 3 : addition annuelle de capacités de stockage réalisées et attendues dans le monde (BNEF-2023)