

Réseaux et électrification : la clé pour libérer le potentiel des renouvelables

Synthèse

- 01.** Une accélération mondiale des renouvelables, portée par des fondamentaux solides
- 02.** Des systèmes énergétiques en pleine transformation
 - ▶ Europe : le défi de l'intégration des énergies vertes
 - ▶ États-unis : un contexte favorable porté par une augmentation de la demande en électricité
 - ▶ Asie : une croissance contrastée, qui reste dominée par la Chine
- 03.** Une réorientation du capital vers les réseaux électriques qui devrait accélérer en 2026



Mathilde Pierre
Analyste et Gérante Actions



Antoine Blayau
Directeur d'investissement
Infrastructures

Avec la participation de Lucie Vannoye,
Analyste et Gérante Obligataire

Le secteur des énergies renouvelables traverse une phase d'accélération sans précédent ces dernières années, portée par les tensions géopolitiques, en premier plan la guerre en Ukraine, qui ont mis en avant les enjeux de souveraineté énergétique, les objectifs de décarbonation des états, et la hausse de la demande en électricité qui a notamment pris de l'ampleur avec le déploiement de l'IA et le besoin d'alimentation des *data centers*. Mais, cette dynamique s'accompagne de nouveaux défis : adapter les réseaux, gérer des épisodes de surproduction ou de prix bas, et accélérer la modernisation des infrastructures. Dans ce contexte, les opportunités d'investissement se multiplient, en particulier dans les infrastructures de stockage d'énergie, les réseaux électriques, et les équipements, qui deviennent des leviers essentiels de la transition énergétique. Il s'agit désormais d'accompagner les acteurs capables de tirer parti de ce nouveau cycle d'investissement, tout en restant attentif aux risques et aux opportunités associés à la volatilité des prix et à l'évolution des politiques publiques.

01 Une accélération mondiale des renouvelables, portée par des fondamentaux solides

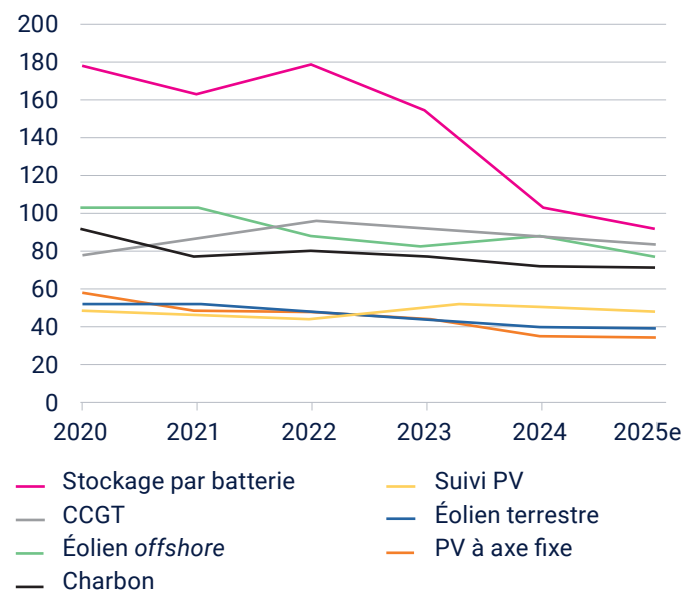
Dans un contexte d'accélération mondiale de la transition énergétique, les énergies renouvelables s'imposent comme un pilier stratégique. Le solaire et l'éolien *onshore*¹, désormais compétitifs face à la production d'énergie de source

fossile, et rapides à déployer, contrairement au nucléaire, sont devenus la solution privilégiée des développeurs pour accroître les capacités. Ces éléments ont soutenu la thématique **Clean Energy** en 2025, avec un rebond significatif des actions, en particulier celles exposées au marché US à partir de cet été lorsque le cadre réglementaire s'est stabilisé avec l'adoption de l'OBBB². Après l'IRA³ de Biden, l'OBBB de Trump n'a pas stoppé l'ascension du renouvelable en 2025. L'indice *Clean Energy WilderHill New Energy Global Innovation Index* (NEX Index, USD) affiche ainsi une progression de +40,33 % sur l'année 2025.



Comparaison des coûts actualisés (LCOE*) de l'électricité par technologie à l'échelle mondiale

\$ par mégawattheure (réel 2024)



Source : BloombergNEF.

*LCOE (*Levelized Cost of Energy*): correspond, pour une installation de production d'énergie donnée, à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite, elle aussi actualisée.

CCGT (*combined cycle gas turbine*) : turbine à gaz à cycle combiné / PV (*photovoltaic*) : solaire photovoltaïque.

1. Une éolienne terrestre, ou « onshore », est par définition installée sur la terre ferme et se distingue d'une éolienne « offshore » installée en mer.
2. OBB (*One Big Beautiful Bill*) : fait référence à la loi sur les réductions d'impôts et l'emploi (Tax Cuts and Jobs Act, TCJA) signée par le président américain Donald Trump.
3. L'IRA (*Inflation Reduction Act*) est une loi américaine sur la réduction de l'inflation promulguée le 16 août 2022. L'IRA mobilise sur dix ans 369 milliards de dollars pour soutenir l'industrie verte.

02 | Des systèmes énergétiques en pleine transformation

Europe : le défi de l'intégration des énergies vertes

En Europe, le développement rapide des capacités renouvelables fait apparaître de nouveaux enjeux opérationnels. La montée en puissance de productions variables dans des systèmes historiquement conçus pour des flux centralisés met sous tension les réseaux électriques, en particulier dans certaines zones géographiques. Les phénomènes observés – congestions, écrêtements⁴, volatilité accrue des prix de gros, voire épisodes de prix négatifs – ne traduisent pas une fragilité des renouvelables en tant que tels, mais plutôt une phase de transition du système électrique et le décalage, que nous espérons temporaire, entre vitesse de déploiement des capacités de production bas carbone et celle des infrastructures de transport, de stockage, de pilotage de la demande.

Ainsi, aujourd'hui, on demande de plus en plus régulièrement l'arrêt de la production de fermes éoliennes ou solaires en raison d'une offre d'électricité plus forte que la demande sur certaines heures de la journée, et on observe dans le même temps une **forte augmentation du nombre d'épisodes de prix négatif de l'électricité**, qui ne se reflète pas dans la facture d'électricité des consommateurs, ce qui soulève des questions de politique publique et de transfert des coûts vers les contribuables. En 2023 et en 2024, le nombre d'heures avec des prix négatifs a été multiplié par 12 en France (à 350 heures environ), doublé en Allemagne (460 heures) et par 9 au Royaume-Uni (30 heures). Bien que cette hausse illustre les enjeux du

secteur, l'impact reste limité sur le système et ne représente que 3 % des heures de l'année pour la France par exemple. Ces heures sont en revanche concentrées sur certaines parties de la journée, en 2024 : entre 12h00 et 13h00, 15 à 20 % des prix de l'électricité étaient négatifs sur de nombreux marchés européens. Cette tendance s'est poursuivie en 2025 et devrait s'accroître en 2026⁵.

Malgré ces défis, les investissements dans le secteur continuent, en atteste les **nombreux projets encore en attente de pouvoir être connectés aux réseaux électriques** - plus de 1000 GW de capacités renouvelables sont actuellement en attente d'autorisation de raccordement au réseau en Europe, dont environ 370 GW pour l'Italie⁶.

Dans le même temps, le secteur du stockage par batterie, entraîné par une baisse drastique des coûts, croît de manière exponentielle et se révèle être un nouveau relais de croissance de la transition énergétique. Les développeurs et investisseurs construisent des batteries pour capturer les opportunités d'arbitrages intra-journaliers liées à la volatilité des prix et pour vendre des services aux réseaux. Les opérateurs de capacités renouvelables existantes misent quant à eux sur l'hybridation de leurs centrales avec des batteries afin d'optimiser leur production, limiter l'écrêtement et capturer de meilleurs revenus.

Le déploiement de ces nouvelles infrastructures en Europe connaîtra une accélération rapide à l'instar des dynamiques observées ces dernières années sur des marchés à forte capacité ENR comme en Californie et au Texas : ces régions ont vu leurs capacités de stockage par batteries bondir entre 2019 et 2025, passant de 0,7 GW à 15 GW en Californie, et de 0,2 GW à 12 GW au Texas⁷.

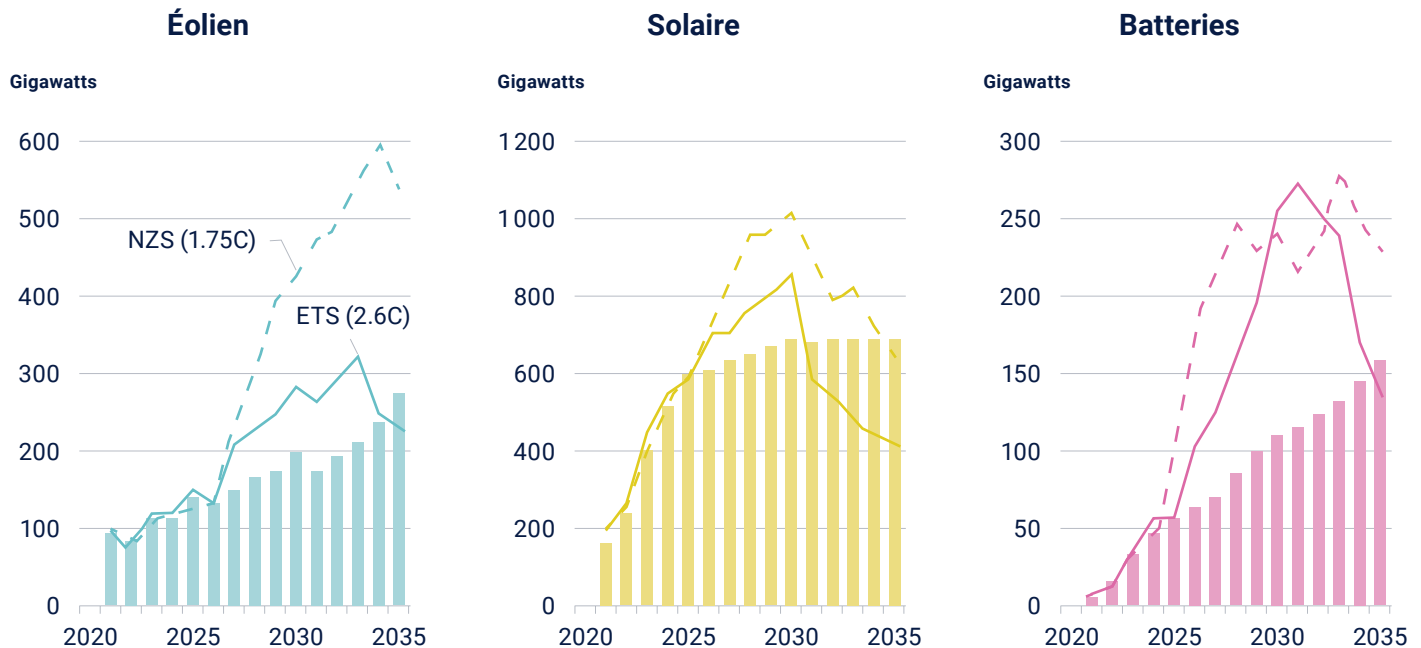
4. L'écrêtement correspond à la limitation de la puissance injectée sur le réseau par une installation de production.

5. <https://www.iea.org/reports/renewables-2025>

6. Aurora Energy Research

7. Battery Storage Fact Sheet October 2025 <https://modoenergy.com/research/caiso-battery-buildout-long-duration-bess-hybrid-colocated>

Prévisions mondiales à court terme vs scénarios à long terme pour l'éolien, le solaire et les batteries

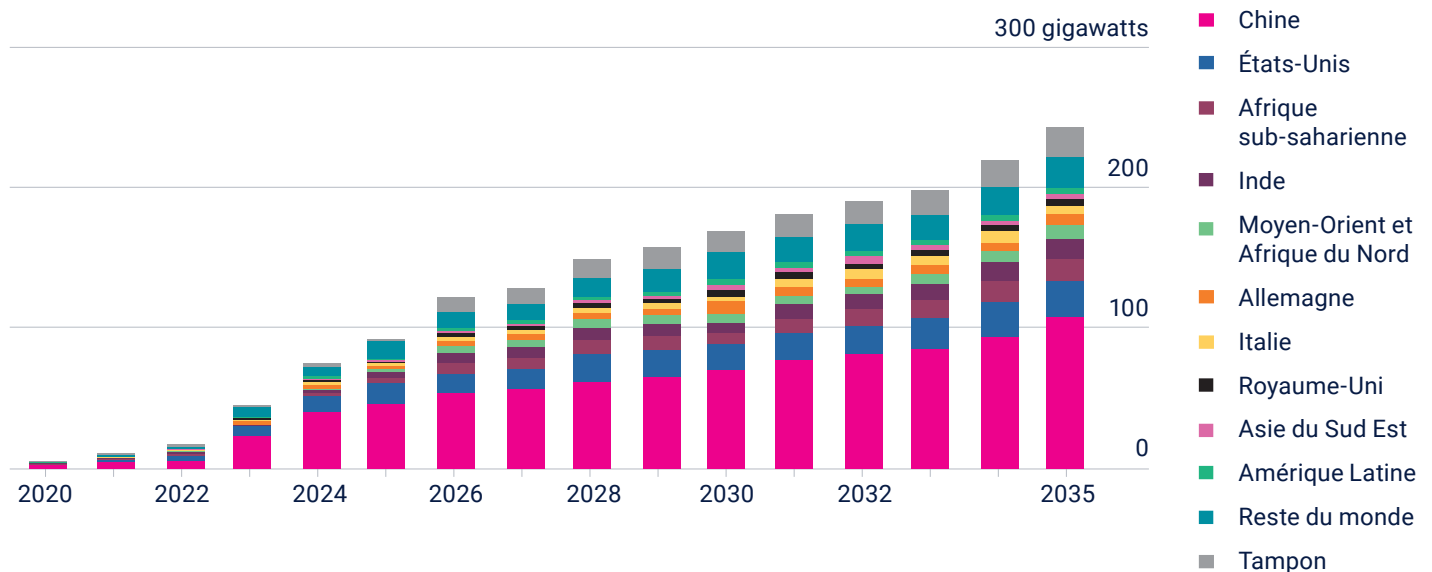


Source : BloombergNEF.

Remarque : le scénario « Net Zero » (NZS) de NEO 2024 est présenté en comparaison avec le scénario actuel de transition économique (ETS). Certaines valeurs historiques ont été mises à jour entre les rapports. L'éolien comprend l'éolien terrestre et *offshore*. L'énergie solaire comprend le scénario « moyen » pour l'énergie solaire résidentielle, commerciale et à grande échelle. Les batteries dans les scénarios sont modélisées comme des batteries de quatre heures destinées uniquement à des applications de transfert d'énergie. Toutes les prévisions sont établies au quatrième trimestre 2024.

L'essor du stockage d'énergie dépasse la Chine et les États-Unis

Ajouts annuels mondiaux de capacité de stockage d'énergie



Source : BloombergNEF.

Remarque : le graphique indique les ajouts bruts. Les centrales hydroélectriques à accumulation par pompage ne sont pas prises en compte. Le tampon fait référence à la marge de sécurité non explicitement attribuée à une région.

Des situations contrastées selon les pays européens

Les politiques publiques en matière énergétique ont historiquement reposé sur un triple objectif : la décarbonation, la fiabilité de l'approvisionnement et l'accessibilité en termes de coûts. Le non-alignement de l'offre et de la demande pourrait mettre en danger ce triple objectif.

■ Comme le souligne le rapport RTE⁸, la **France**, est parvenue à rétablir son potentiel de production bas-carbone et asseoir sa position structurellement exportatrice. Le pays se trouve donc dans une situation d'abondance d'électricité décarbonée, très favorable à l'accueil de nouveaux usages, mais qui doit rester transitoire pour maintenir les prix de gros autour de 60€/MWh. Cependant, la France continue d'importer près de 60% de l'énergie qu'elle consomme⁹. Pour répondre efficacement à cet enjeu, le levier le plus efficace consiste à engager une électrification rapide à l'échelle européenne. A son niveau, la France compte notamment s'appuyer sur le stockage - à fin 2025, RTE avait accordé un avis favorable au raccordement de 12,7 GW de capacités de stockage par batteries sur le réseau public de transport. Ces volumes s'ajoutent aux 0,3 GW déjà raccordés et en exploitation¹⁰.

■ En **Allemagne**, le plus grand marché électriques européen, une pénétration importante du renouvelable, qui compte pour 44 % de son mix électrique en 2024, combinée à des capacités de stockages encore insuffisantes mènent à un scénario où près d'un cinquième de la production d'éoliennes *offshore* en 2023 a été

écrêtée, donc perdue, dans un pays importateur d'électricité où les prix restent élevés – autour des 80-90€/MWh. De plus, encore 29GW de charbon doivent être décommissionnés d'ici 2030¹¹. Cette phase de transition ouvre un potentiel d'investissement important dans la flexibilisation du système énergétique, en 2025 environ 3GW de stockage par batteries ont été installés dans le pays¹². À date les demandes de raccordement de batterie s'élèvent à 500GW¹³.

■ Au **Royaume-Uni**, où l'éolien représente 29 % du mix électrique en 2024, la problématique est avant tout géographique : alors que la production renouvelable est principalement située en Ecosse, la demande est, elle, plutôt au sud de l'Angleterre. Or, les capacités du réseau de transmission sont limitées et contraignent les flux d'électricité du nord vers le sud, entraînant l'arrêt des centrales renouvelables et le démarrage de centrales au gaz dans le sud pour compenser. En 2024, c'est 8,5 % de la production éolienne qui a été écrêtée, soit davantage que la production hydroélectrique totale du pays. Cela explique les discussions non abouties qui ont eu lieu cette année-là pour régionaliser les prix et ainsi inciter les développeurs à installer les nouveaux projets dans les zones à forte consommation. Pour pallier à ces problèmes, d'importants investissements ont été faits dans les batteries au UK, le marché européen le plus mature, avec 6,8GW en exploitation (+1,4GW en 2025), 6,5GW en construction et plus de 60GW en développement¹⁴.

■ En **Espagne**, l'essor des fermes solaires combiné à un sous-investissement sur les réseaux explique les difficultés de gestion du

8. Lien vers le rapport : [Bilan prévisionnel 2025-2035 : La France est dans une position avantageuse pour s'électrifier et atteindre ses objectifs climatiques](#) | RTE

9. Source: RTE

10. Source : <https://analysesetdonnees.rte-france.com/reseaux/cartostock>

11. Source : <https://www.woodmac.com/press-releases/european-battery-storage-deployment-expected-to-grow-45-year-over-year-to-16gw-in-2025-as-german-market-faces-500-gw-connection-requests-grid-bottlenecks-and-looming-revenue-cannibalisation/>

12. <https://modoenergy.com/research/de-germany-bess-batteries-buildout-construction-growth-capacity-energy-storage-august-2025>

13. <https://www.pv-magazine.com/2025/09/02/germany-battery-storage-grid-connection-requests-exceed-500-gw/>

14. <https://www.renewableuk.com/energypulse/blog/stacking-up-the-storage-where-the-uk-battery-market-stands-in-2025/>

réseau et le manque de maîtrise du *black-out* d'avril 2025, qui a paralysé l'économie pendant une journée. Le gouvernement commence à prendre des mesures avec la création d'un mécanisme d'enchères pour des capacités de stockage et des réglementations pour améliorer les systèmes de génération *back-up* pour les infrastructures critiques, telles que les opérateurs télécom mais la rémunération des investissements dans les réseaux de transmission électrique reste insuffisante pour attirer les capitaux. Le pays est en retard par rapport à d'autres pays européens sur le stockage par batterie notamment en lien avec son importante capacité de *pumped-storage*¹⁵ qui jusqu'alors répondait aux besoins du système. Le pays compte aujourd'hui sur 13GW de connexions autorisées pour les batteries, soit l'équivalent de son objectif 2030¹⁶.

 Enfin, aux **Pays-Bas**, premier pays européen en nombre de panneaux solaires par habitant, avec plus d'un tiers des foyers néerlandais équipés de panneaux solaires, la pression est portée par les réseaux de distribution (à moyenne et basse tension), poussant le gouvernement à réduire les incitations à l'installation de panneaux solaires et à lancer un plan d'urgence pour l'installation de batteries.

La décarbonation du système électrique européen entre dans une nouvelle phase. L'ajout de capacités renouvelables, bien qu'indispensable, ne suffit plus à lui seul. La création de valeur repose désormais sur une approche plus systémique, intégrant le renforcement des réseaux, le développement du stockage et des solutions de flexibilité, l'électrification coordonnée des usages, et des cadres de marché permettant une meilleure allocation des

capitaux. Cette évolution est essentielle pour garantir la soutenabilité économique et sociale de la transition, alors mêmes que les investissements nécessaires restent considérables.

États-Unis : un contexte favorable porté par une augmentation de la demande en électricité

 Les **États-Unis** bénéficient d'un contexte favorable, la hausse des capacités renouvelables étant avant tout portée par une augmentation de la demande en électricité. **Les enjeux économiques liés au développement de l'IA et la réindustrialisation sont des moteurs puissants qui devraient soutenir le secteur sur la décennie, et même au-delà de la suppression des subventions.** Le solaire combiné aux batteries semblent être la solution privilégiée par les développeurs permettant un déploiement rapide et des prix de PPA¹⁷ à des niveaux élevés. Face aux contraintes physiques pesant sur les réseaux, telles les que les variations extrêmes de températures et la multiplication des aléas climatiques, les *Utilities*¹⁸ régulées peinent à accélérer leurs investissements pour contenir la hausse des factures. On observe alors une nette accélération des investissements dans les solutions de stockage, ainsi qu'une montée en puissance des acteurs du secteur privé, notamment les *Hyperscalers*¹⁹, qui prennent le relais pour financer de nouvelles capacités. **Les acteurs américains s'émancipent davantage des réseaux étatiques, que ce soient les particuliers via des panneaux solaires combinés à des batteries ou des générateurs, ou les entreprises via la mise en place de micro-réseaux.**

15. Stockage par pompage

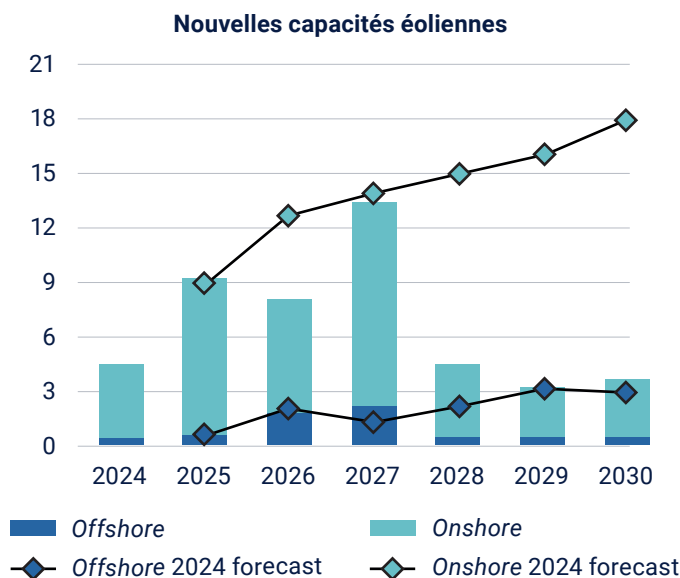
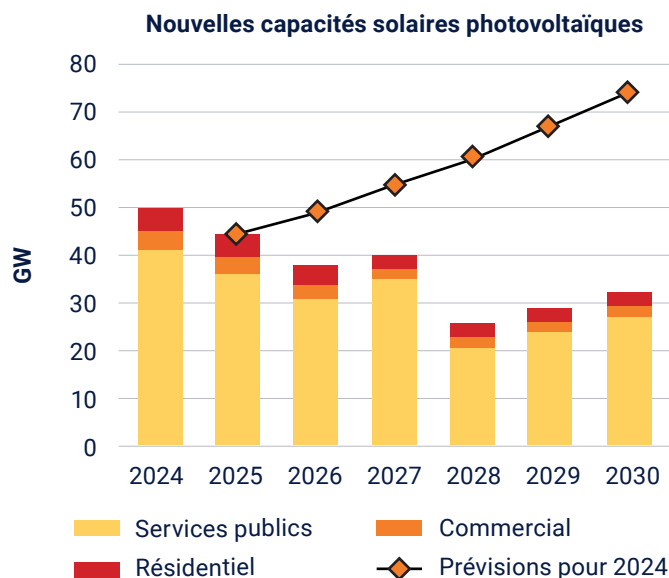
16. Source : Aurora Energy Research

17. Un PPA (*Power Purchase Agreement*) est un contrat de droit privé liant un producteur d'électricité à un ou plusieurs consommateurs.

18. Services aux collectivités : ils regroupent les entreprises qui fournissent des services publics essentiels comme l'électricité, l'eau, le gaz et la gestion des déchets.

19. Les *Hyperscalers* sont des datacenters à grande échelle spécialisés dans la fourniture de grandes quantités de puissance de calcul et de capacité de stockage aux organisations et aux individus du monde entier.

Nouvelles capacités solaires photovoltaïques et éoliennes installées aux États-Unis, 2024-2030



Source : IEA

L'adoption de la loi fiscale – *One Big Beautiful Bill* - cet été a acté une disparition des subventions pour les projets renouvelables. Ceux-ci doivent désormais débiter leur construction avant mi-2026 et être mis en opération sous 4 ans pour être éligibles aux crédits d'impôts (qui représentent 30 % du montant des investissements). Ce changement réglementaire a entraîné une accélération des démarrages de projets qui commencent à se matérialiser dans les carnets de commande des équipementiers. Passé cette phase d'accélération, on devrait voir une réduction du nombre d'installations, en particulier pour l'éolien alors que les équipementiers perdront leurs crédits d'impôt manufacturiers après 2027 ce qui devrait conduire à une hausse des coûts de développement. Les batteries conservent les crédits d'impôts jusqu'en 2033, les développeurs devraient prioriser les projets avec du stockage d'énergie à partir de 2030. On remarque déjà de plus en plus de projets « *storage-only* » dans les pipelines des développeurs, les *Utilities* étant désormais enclins à les rémunérer pour la capacité mise à disposition afin de stabiliser les réseaux électriques.

Asie : une croissance contrastée, qui reste dominée par la Chine

En Asie, la transition énergétique suit des trajectoires variées mais porteuses de fortes opportunités.

 En **Inde**, le secteur des énergies renouvelables connaît une croissance exceptionnelle : le pays est devenu le 3^{ème} marché en termes de nouvelles additions, soutenus par un secteur manufacturier solaire en plein essor. Cette expansion s'accompagne d'investissements majeurs dans les réseaux électriques et le stockage afin d'étendre la couverture et sécuriser l'approvisionnement.

 La **Corée du Sud**, malgré des rebondissements politiques, reste engagée dans la transition grâce à des plans ambitieux pour moderniser ses infrastructures électriques et répondre à une demande croissante liée à l'électrification et à l'essor des technologies.

 À l'inverse, le **Japon** connaît un ralentissement marqué, freiné par des compagnies électriques réticentes et des infrastructures de transmission insuffisantes,

ce qui limite le déploiement des renouvelables.

 Au cœur de ce paysage asiatique, la **Chine** occupe une place centrale. Le pays est incontestablement le premier marché pour les renouvelables, non seulement parce qu'elle installe chaque année le plus de capacités, mais également par sa domination sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la production de panneaux solaire et de batteries. En 2025, le pays a également atteint un découplage des émissions de CO₂ avec la production d'électricité grâce à la forte contribution du solaire dans les nouvelles capacités installées²⁰. Cependant, après un essor fulgurant, le gouvernement chinois a dû modifier ses incitations et a revu en 2025 son mécanisme de rémunération des capacités renouvelables pour passer d'un système à tarifs fixes à long terme à un système d'enchères basé sur les prix de marché, ce qui crée une incertitude sur la dynamique du secteur. L'objectif de cette nouvelle politique est de favoriser une croissance des énergies renouvelables tirée par le marché et de faciliter leur intégration au réseau. **Le momentum de croissance devrait cependant continuer à être positif.** En outre, des autorités publiques ont mis en place des politiques pour soutenir la rentabilité des équipementiers solaires, avec notamment un plan initié à l'été 2025 pour juguler la surcapacité de production de panneaux solaires, ce qui devrait être favorable à l'ensemble de l'industrie mondiale. Les capacités en Chine équivalent en effet à environ 2 fois la demande mondiale.

La forte croissance des renouvelables a également généré d'importants besoins d'investissements pour les réseaux électriques. En 2024 les investissements annuels dans les réseaux ont progressé plus rapidement que ceux dans la production pour la première fois depuis 2018. Et les investissements dans les infrastructures continueront d'augmenter ces prochaines années. State Grid Corp. of China, le plus grand



opérateur du pays, s'est engagé à porter ses dépenses à plus de \$89Mds (650 milliards de yuans) en 2025, après avoir fixé son budget à 82Mds (600 milliards de yuans) l'an dernier. China Southern Power Grid Co., l'autre grand opérateur, a annoncé son intention d'augmenter ses dépenses d'investissement pour la modernisation des réseaux de plus de 50 % d'ici 2027.

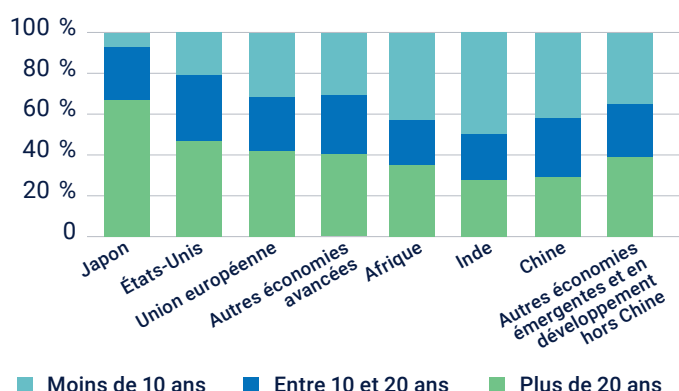
03 | Une réorientation du capital vers les réseaux électriques qui devrait accélérer en 2026

Dans toutes les régions, on devrait donc constater une accélération des investissements pour stabiliser les réseaux électriques, en particulier dans la modernisation et l'expansion des réseaux de transmission, avec une pénétration des solutions HVDC²¹ (réseau à

20. Pour plus d'informations : <https://www.mirova.com/fr/idees/portee-par-le-solaire-la-transition-energetique-se-poursuit-envers-et-contre-tout>

haute tension à courant direct, qui permet de transporter l'énergie de manière plus efficace qu'avec les solutions de AC²², courant alternatif, qui sont aujourd'hui majoritaires), ainsi que dans le renforcement des réseaux de distribution.

Vétusté des réseaux de transport d'électricité : répartition par âge par pays/région, 2023



Source : Analyse de l'AIE basée sur Global Transmission.

Les principaux équipements critiques pour les réseaux électriques sont : les **câbles** qui relient les points de production aux points de consommations, les **transformateurs électriques** (qui convertissent le courant), les **appareils de commutations** (qui isolent le courant et protègent des surtensions) et les **stations électriques** qui contiennent ces équipements clefs. Les **batteries** pour le stockage d'énergie ou pour les systèmes de *back-up* pour les infrastructures critiques devraient également connaître une forte hausse de la demande.

Ainsi les équipementiers électriques sont dans une position extrêmement favorable face à ce début d'investissement massif, avec des carnets de commande qui ne cessent de s'allonger. Les fabricants de transformateurs électriques,

par exemple, tirent pleinement parti de cette dynamique.

Cependant tous les acteurs ont annoncé des nouvelles capacités de production dont la majeure partie devrait arriver en opération d'ici fin 2027. Le déséquilibre offre-demande devrait donc progressivement se résorber, limitant le potentiel d'amélioration supplémentaire des marges.

Dans ce contexte de hausse de prix des équipements électriques, mais aussi de besoins de modernisation qui s'accroissent, les opérateurs de réseaux aux États-Unis et en Europe ont réalisé plusieurs augmentations de capital significatives en 2025 : TenneT, Elia, SSE, Amprion et Iberdrola ont levé plus de \$22Mds au total. Parallèlement, les grands acteurs américains tels que Duke Energy et Dominion Energy ont levés plus de \$6Mds²³. Face à l'ampleur des dépenses nécessaires, ces sociétés devraient continuer à lever du capital ces prochaines années afin de renforcer leurs bilans et soutenir leurs investissements.

En Europe, les financements accordés pour la subvention des nouvelles capacités devraient se réorienter vers les réseaux électriques et l'électrification des usages via soutien direct aux consommateurs d'électricité. On peut également s'attendre à une révision de certains projets, dont la pertinence économique pourrait être remise en question pour éviter l'explosion des capex.

Aux États-Unis, les investissements des *Utilities*, très soucieuses de ne pas trop augmenter la facture d'électricité, pourraient prendre du retard mais devrait être compensés par une accélération des investissements des entreprises privées, au premier lieu les *Hyperscalers*.

21. HVDC : High Voltage Direct Current ou courant continu haute tension, en français.

22. AC : Alternating Current ou courant alternatif, en français.

23. Source : BNEF, Grid Utilities Turn to Equity to Strengthen Balance Sheets.

Comment nous adaptons nos investissements listés face à ces évolutions

Sur les investissements actions, nous restons donc prudents sur les générateurs purs d'électricité en Europe exposés aux prix de marché. Les opérateurs de réseaux devraient cependant continuer à bénéficier d'un cadre réglementaire favorable pour augmenter les investissements. Aux États-Unis la situation reste plus favorable avec un marché des PPA soutenu par la tech et les projets d'usines *Greenfield*²⁴. Notre préférence va donc à l'inverse pour les producteurs indépendants plutôt que les *Utilities* régulées.



Sur le pan crédit, à l'inverse, la pression sur les bilans et l'offre de dettes croissante nous amène à limiter notre exposition aux acteurs des réseaux, notamment ceux détenus majoritairement par des États/régions, où les levées de capitaux pourraient s'avérer complexes dans un contexte de pression sur la dette dans de nombreux pays européens, tandis que pour les producteurs d'électricité, les craintes sur le prix de l'électricité nous amènent à accorder davantage d'attention sur la part des revenus contractés et l'échéance de ces dits contrats. Dans ce contexte, une exposition à des acteurs intégrés, exposés à plusieurs régions, à plusieurs technologies et activités, nous paraît la plus pertinente, sachant que les *spreads* de ces acteurs à ce jour restent similaires à ceux des acteurs de réseaux, ces derniers continuant de bénéficier de revenus régulés appréciés par les créanciers.

Enfin, nous nous accordons à dire côté actions et crédit que les principaux gagnants de ce cycle d'investissement massif pour l'électrification sont les équipementiers, qui devraient continuer à profiter du déséquilibre offre-demande pour quelques années encore et de multiples facteurs de croissance : la pénétration des renouvelables, le développement des *data centers* et l'électrification des usages (EV, Industrie, bâtiments).

Nous privilégions les acteurs de la transition vers la haute tension DC²⁵, ainsi que ceux bénéficiant de barrière à l'entrée significatives. Les acteurs offrant des systèmes *back-up* (UPS) et solutions de stockage devraient également bénéficier d'un momentum très positifs en 2026. Au sein des énergies renouvelables, le solaire aux États-Unis bénéficie d'une dynamique favorable portée par la croissance de la demande d'électricité et des restrictions commerciales limitant les importations chinoises.

24. *Greenfield* fait référence à la mise en œuvre d'un nouveau système ou d'un nouveau projet dans un environnement totalement nouveau et vierge.

25. DC (« Direct Current ») : haute tension en courant continu.

Le stockage par batteries : un actif d'infrastructure stratégique pour Mirova

*Le regard d'Antoine Blayau,
Directeur d'investissement Infrastructures, Mirova*

Le stockage : un moteur de résilience et de performance durable

Dans un contexte de profonde mutation des marchés électriques européens, marqué par une montée en puissance des énergies renouvelables, une volatilité accrue des prix et des besoins croissants de flexibilité, Mirova considère le stockage par batteries comme un actif d'infrastructure stratégique : il renforce la résilience des investissements et améliore leur couple rendement-risque, tout en contribuant à la stabilité du réseau, à la sécurité d'approvisionnement et à la souveraineté énergétique européenne.

Intégré en hybridation avec des actifs de production renouvelables, le stockage permet de renforcer la visibilité des revenus, de faciliter la structuration des PPA et de réduire l'exposition à la volatilité des prix et aux contraintes réseaux.

En *stand-alone*, le stockage offre des leviers de création de valeur additionnels, en mobilisant l'arbitrage et les services aux réseaux, tout en permettant la structuration de schémas d'*of-take*²⁶ qui réduisent l'exposition aux revenus marchands.

Mirova, un spécialiste en avance sur le marché

Chez Mirova, cette conviction s'est construite de manière progressive, avec méthode et discipline. Dès 2018, nous avons investi dans le stockage à travers nos fonds, au moment où cette technologie entrait dans ses premières phases de déploiement.

Cette avance nous permet aujourd'hui de maîtriser en profondeur les risques technologiques, réglementaires et opérationnels, tout en anticipant l'évolution des modèles économiques.



Parmi les premiers investisseurs institutionnels dans le stockage en France, en Belgique, au Royaume-Uni et en Estonie, nous construisons désormais les premiers projets hybrides batteries-solaire-éolien au Portugal.

Notre approche pionnière s'appuie sur des fondamentaux solides et des partenariats de référence, avec une entrée maîtrisée avant que les marchés n'atteignent une phase de forte concurrence. Forte d'une expérience éprouvée et d'un historique d'investissements construit au fil de plusieurs millésimes, Mirova s'impose comme l'un des rares acteurs capables de faire du stockage un véritable moteur de création de valeur.

Capitalisant sur ces enseignements, nous déployons désormais cette stratégie à plus grande échelle. Notre objectif est de construire des portefeuilles résilients, reposant sur des revenus majoritairement sécurisés, tout en intégrant la possibilité d'une structuration calibrée pour capter la valeur liée à la volatilité des prix et à la flexibilité du système électrique.

26. Accord contractuel par lequel un acheteur s'engage à acheter l'électricité générée par un projet d'énergie renouvelable ou de stockage, généralement selon des conditions prédéfinies telles que le prix, le volume et la durée.



Conclusion

L'Europe continue de déployer les énergies renouvelables à un rythme impressionnant. Mais cette dynamique crée des tensions et sans une électrification beaucoup plus rapide des usages et la mise en place d'infrastructures adaptées, les épisodes de surproduction, d'écrêtements et de prix négatifs risquent de s'amplifier.

Dans ce contexte les investisseurs les plus expérimentés sauront tirer profit des opportunités que présentent ces enjeux en utilisant le stockage par batteries pour sécuriser leurs revenus grâce à l'hybridation, permettant des PPA plus performants, tout en captant la valeur de la volatilité via l'arbitrage et les services réseau. Cet équilibre optimise le profil risque-rendement, d'autant que les énergies renouvelables bénéficient désormais de coûts compétitifs, réduisant leur dépendance aux subventions.

Ainsi, il serait pertinent que les politiques publiques évoluent en conséquence, réorientant progressivement les financements vers l'électrification et la modernisation des réseaux, un mouvement nécessaire pour absorber davantage de production renouvelable. À long terme, ce rééquilibrage du soutien public renforcera la résilience du système énergétique et offrira au secteur une trajectoire de croissance plus stable et durable.

MENTIONS LÉGALES

Ces informations sont destinées aux clients non professionnels et professionnels au sens de la directive MIF.

Ce document et son contenu ne constituent pas une invitation, un conseil ou une recommandation de souscrire, acquérir ou céder des parts émises ou à émettre par les fonds gérés par la société de gestion Mirova. Les services visés ne prennent en compte aucun objectif d'investissement, situation financière ou besoin spécifique d'un destinataire en particulier. Mirova ne saurait être tenue pour responsable des pertes financières ou d'une quelconque décision prise sur le fondement des informations figurant dans cette présentation et n'assume aucune prestation de conseil, notamment en matière de services d'investissement.

L'information contenue dans ce document fondée sur les circonstances, intentions et orientations actuelles et peuvent être amenées à être modifiées. Bien que Mirova ait pris toutes les précautions raisonnables pour vérifier que les informations contenues dans cette vidéo sont issues de sources fiables, plusieurs de ces informations sont issues de sources publiques et/ou ont été fournies ou préparées par des tiers. Mirova ne porte aucune responsabilité concernant les descriptions et résumés figurant dans ce document. Mirova ne s'engage en aucune manière à garantir la validité, l'exactitude, la pérennité ou l'exhaustivité de l'information mentionnée ou induite dans cette vidéo ou toute autre information fournie en rapport avec le fonds. Les destinataires doivent en outre noter que cette vidéo contient des informations prospectives, délivrées à la date de cette présentation. Mirova ne s'engage pas à mettre à jour ou à réviser toute information prospective, que ce soit en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou pour toute autre raison. Mirova se réserve le droit de modifier ou de retirer ces informations à tout moment, sans préavis.

Les informations contenues dans ce document sont la propriété de Mirova. La distribution, possession ou la remise de cette présentation dans ou à partir de certaines juridictions peut être limitée ou interdite par la loi. Il est demandé aux personnes recevant ce document de s'informer sur l'existence de telles limitations ou interdictions et de s'y conformer.

La politique de vote et d'engagement de Mirova ainsi que les codes de transparence sont disponibles sur son site Web : www.mirova.com.

Document non contractuel, rédigé en février 2025.

Pour l'ensemble de ses investissements, Mirova vise à proposer des portefeuilles cohérents avec une trajectoire climatique inférieure à 2°C définie dans les accords de Paris de 2015, et affiche systématiquement l'impact carbone de ses investissements (hors gestions private equity à impact, Solidaire et Capital naturel), calculée à partir d'une méthodologie propriétaire pouvant comporter des biais.

INVESTISSEMENTS ESG – RISQUE ET LIMITES MÉTHODOLOGIQUES

En utilisant des critères ESG dans la politique d'investissement, l'objectif des stratégies Mirova concernées est en particulier de mieux gérer le risque de durabilité et de générer des rendements durables et à long terme. Les critères ESG peuvent être générés à l'aide des modèles propriétaires, des modèles et des données de tiers ou d'une combinaison des deux. Les critères d'évaluation peuvent évoluer dans le temps ou varier en fonction du secteur ou de l'industrie dans lequel l'émetteur concerné opère. L'application de critères ESG au processus d'investissement peut conduire Mirova à investir ou à exclure des titres pour des raisons non financières, quelles que soient les opportunités de marché disponibles. Les données ESG reçues de tiers peuvent être incomplètes, inexactes ou indisponibles de temps à autre. En conséquence, il existe un risque que Mirova évalue incorrectement un titre ou un émetteur, entraînant l'inclusion ou l'exclusion directe ou indirecte incorrecte d'un titre dans le portefeuille d'un Fonds. Pour plus d'informations sur nos méthodologies, veuillez consulter notre site Web Mirova : www.mirova.com/fr/durabilite.



À PROPOS DE MIROVA

Mirova est une société de gestion globale d'actifs dédiée à l'investissement durable et une filiale de Natixis Investment Managers. À la pointe de la finance durable depuis plus d'une décennie, Mirova développe des solutions d'investissement innovantes dans toutes les classes d'actifs, visant à combiner création de valeur à long terme avec un impact environnemental et social positif. Basée à Paris, Mirova propose une large gamme de stratégies actions, taux, diversifié, infrastructures de transition énergétique, capital naturel et private equity conçues pour les investisseurs institutionnels, les plateformes de distribution et les investisseurs particuliers en Europe, Amérique du Nord et Asie-Pacifique. Mirova et ses sociétés affiliées comptaient 36,4 milliards d'euros d'actifs sous gestion au 31 décembre 2025. Mirova est une entreprise à mission, labellisée B Corp*.

**Les références à un classement, un label, un prix et/ou à une notation ne préjugent pas des résultats futurs de ces derniers/du fonds ou du gestionnaire.*

MIROVA

Société de gestion de portefeuille
Société Anonyme RCS Paris n°394 648 216
Agrément AMF n°GP 02-014
59, avenue Pierre Mendès-France – 75013 Paris
Mirova est un affilié de Natixis Investment Managers.
[Website](#) – [LinkedIn](#)

NATIXIS INVESTMENT MANAGERS

Société anonyme
RCS Paris 453 952 681
59, Avenue Pierre Mendès France – 75013 – Paris
Natixis Investment Managers est une filiale de Natixis.

MIROVA US

888 Boylston Street, Boston, MA 02199.
Tél : 857-305-6333
Mirova US est une filiale implantée aux États-Unis, détenue par Mirova. Mirova US et Mirova ont conclu un accord selon lequel Mirova fournit à Mirova US son expertise en matière d'investissement et de recherche. Mirova US combine sa propre expertise et celle de Mirova lorsqu'elle fournit des conseils à ses clients.

MIROVA KENYA LIMITED

Mirova Kenya Limited
Société à responsabilité limitée de droit kenyan KOFISI,
c/o Sunbird Support Service Kenya Limited,
Riverside Square, 10th Floor, Riverside Drive,
P.O. Box 856-00600
Nairobi, Kenya
Mirova Kenya Limited est agréée en tant que Conseiller en investissement par l'Autorité des marchés financiers (CMA) en vertu des dispositions de la loi Capital Markets Act (Cap 485A of the Laws of Kenya). Mirova Kenya Limited est une filiale de Mirova SunFunder Inc.