

2025

**obser-
vatoire**
DE GAULLE FLEURANCE

des transitions énergétiques

Stockage
d'électricité :
**les enjeux
de demain**

**DE GAULLE
FLEURANCE**

AVOCATS
NOTAIRES

De Gaulle Fleurance
Shakespeare Martineau
Liedekerke

WKB Lawyers
Harmony Energy France
Clean Horizon



TABLE DES MATIÈRES

02 **ÉDITORIAL**

03 **CHIFFRES CLÉS**

04 **INTERVIEW, Corentin Baschet, Associé
chez Clean Horizon**

12 **INTERVIEW, Clément Girard, COO et
Directeur Général de Harmony Energy
France**

18 **Contribution Liedekerke, Belgique**

26 **Contribution De Gaulle Fleurance,
France**

44 **Contribution WKB Lawyers, Pologne**

57 **Contribution Shakespeare Martineau,
Royaume-Uni**

87 **CONTRIBUTEURS**

ÉDITORIAL

Stockage d'électricité : les enjeux de demain

Avec le développement du solaire et de l'éolien, toute solution pour lisser les effets de l'intermittence est pertinente. Il convient aussi de consolider les nouveaux modèles économiques des acteurs du secteur. Dans ce contexte, le stockage de l'électricité notamment par batterie se développe partout dans le monde.

Avec cet Observatoire, nous avons souhaité dresser un état des lieux d'un secteur en pleine transformation, à travers une analyse comparative de plusieurs marchés clés : la France, la Belgique, le Royaume-Uni et la Pologne. Autant de pays engagés dans la transition énergétique et le développement des batteries, mais qui adoptent des approches réglementaires, fiscales et industrielles très différentes.

Certains d'entre eux ont mis en place des dispositifs incitatifs pour soutenir les investissements dans les infrastructures de stockage : appels d'offres, mécanismes de capacité, subventions, exonérations fiscales, contrats PPA... Ces outils sont indispensables pour bâtir des modèles économiques solides et bancables, dans un environnement encore marqué par l'incertitude réglementaire et la volatilité des marchés.

Aujourd'hui, le stockage suscite un intérêt croissant de la part des fonds d'investissement, développeurs indépendants, utilities et grands consommateurs industriels. Il permet non seulement de lisser les pics de consommation et de mieux gérer l'intermittence des énergies renouvelables, mais aussi de générer des revenus supplémentaires pour les acteurs et de renforcer ainsi la souveraineté énergétique, devenue un enjeu aussi géopolitique qu'environnemental.

Pour autant, de nombreux défis subsistent : reconnaissance réglementaire claire, accès au foncier, fiscalité adaptée, bancabilité des projets... Autant de sujets qui appellent une coordination renforcée entre acteurs privés, pouvoirs publics et experts juridiques.

En croisant les perspectives et les cadres juridiques de plusieurs pays européens, cet Observatoire a pour ambition de fournir des repères concrets et opérationnels, afin d'accompagner la structuration des projets et d'accélérer la montée en puissance du stockage dans les années à venir.

Sylvie Perrin
Avocate Associée, De Gaulle Fleurance



France :

Selon le Bilan prévisionnel 2023 de RTE, la part des énergies renouvelables devrait passer **de 120 TWh en 2023, à 270 voire 320 TWh en 2035, renforçant d'autant les besoins en stockage d'électricité.**

Le stockage hydraulique représente la part la plus importante de la capacité de stockage et s'élève à **5 GW** en turbinage et **4,3 GW** en pompage en 2024. La capacité supplémentaire ne devrait pas dépasser 1,5 GW d'ici 2035 selon RTE.

Le parc de batteries installé atteint 1,07 GW à la fin de l'année **2024**, alors qu'il représentait moins de 50 MW il y a 5 ans.

Plus de **7 GW de projets** ont déjà réservé leurs droits d'accès au réseau, traduisant une forte dynamique de développement, selon une étude de RTE parue en février 2025.

Belgique :

Capacité BESS[1] installée : 200 MW / 800 MWh à la fin du premier trimestre **2025**, vs 0 début 2021.

Pologne :

Capacité installée (à venir) : 165 MW en 2022, 2,5 GW en 2024 (soit une multiplication par 10 en l'espace de 2 ans).

Royaume-Uni

2 469 projets de stockage d'énergie (actifs et inactifs)

Capacité installée : 4,7 GW

En février 2025, les recettes issues du mécanisme d'équilibrage pour les batteries ont atteint un record de £27k/MW/an.

Le National Wealth Fund, **doté de 27,8 Mds £, a vocation à stimuler la transition écologique.**

[1] BESS : Battery Energy Storage System est une méga-batterie capable de stocker 25 mégawatts (MW) pendant quatre heures.

INTERVIEW DE CORENTIN BASCHET, Associé chez Clean Horizon

Qu'apporte le stockage d'électricité sur le marché ?

Le stockage est l'une des solutions clés pour participer à la flexibilité des réseaux électriques, réseaux dont la stabilité doit être garantie par le gestionnaire de réseau en assurant en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité. Parmi les solutions de flexibilité, le stockage joue un rôle essentiel : en période de forte demande ou de faible production, il permet de fournir de l'électricité préalablement stockée. À l'inverse, lorsqu'il y a un surplus de production, l'électricité excédentaire peut être conservée pour une utilisation ultérieure.



CORENTIN BASCHET,
Clean Horizon

D'autres leviers de flexibilité existent :

- l'effacement qui consiste à inciter certains consommateurs à réduire temporairement leur consommation d'électricité ;
- le pilotage de la production qui vise à ajuster la production des centrales électriques (nucléaire, gaz, charbon) ;
- les interconnexions qui permettent d'échanger de l'électricité avec les pays voisins, selon les besoins.

Les solutions de stockage sont devenues très compétitives grâce à l'essor du véhicule électrique et constituent une solution clef pour l'équilibrage des réseaux pour les années à venir.

INTERVIEW DE CORENTIN BASCHET, Associé chez Clean Horizon

En France, les capacités actuelles de flexibilité se répartissent comme suit :

- batteries : 1 GW ;
- stations hydroélectriques de transfert d'énergie par pompage (STEP) : 4,8 GW ;
- gisement de flexibilité de la demande : 6 GW ;
- capacité d'interconnexion avec les pays voisins : 15 GW (en 2024)[2]

Aujourd'hui, toute l'Europe est interconnectée, formant un vaste réseau d'échanges d'électricité entre les pays. Cette capacité d'import/export est en constante progression, avec de nouveaux interconnecteurs en construction.

Cependant, le choix de fournir de la flexibilité via des interconnexions avec des pays étrangers implique une dépendance géopolitique : contrairement au stockage, qui reste une solution nationale, l'interconnexion repose sur des accords entre États, ce qui soulève la question de souveraineté énergétique et de stabilité politique.

Est-ce que le stockage est une réponse au développement des énergies intermittentes ?

Les réseaux électriques doivent être en permanence équilibrés, c'est-à-dire que la production d'électricité doit correspondre à la consommation en temps réel.

Les énergies renouvelables intermittentes, comme l'éolien et le solaire, ne sont pas ou peu pilotables, elles peuvent éventuellement facilement être baissées mais ne peuvent pas augmenter leur production sans compromettre leur modèle économique.

Contrairement aux centrales nucléaires, thermiques (charbon, gaz) ou hydroélectriques, il est donc difficile d'ajuster leur production à la demande. Il est également plus difficile de prévoir précisément leur production, car elle dépend de conditions météorologiques variables (passage de nuages sur une centrale solaire, fluctuations du vent, etc.). Cette incertitude accroît la complexité de gestion des réseaux et l'équilibrage entre l'offre et la demande.

[2]Utilité du stockage par batteries et nécessité d'avoir une stratégie et un objectif chiffré spécifique à la filière dans la PPE, La Plateforme Verte, [b394e9_34bcb434aa29482b99b2978c07c52ebd.pdf](https://www.la-plateforme-verte.fr/IMG/pdf/b394e9_34bcb434aa29482b99b2978c07c52ebd.pdf)

INTERVIEW DE CORENTIN BASCHET, Associé chez Clean Horizon

L'hydroélectricité et le thermique sont des installations fondamentalement pilotables : on décide de la quantité d'énergie injectée dans le réseau par l'ouverture d'une vanne ou en augmentant la consommation de carburants. Mais avec les renouvelables intermittents, le paradigme change : il faut adapter le fonctionnement des réseaux à une production plus variable, ce qui entraîne davantage d'erreurs de prévision et de déséquilibres. En réduisant la part d'énergies pilotables, on perd nécessairement en flexibilité. Par ailleurs ce changement vient baisser l'inertie du réseau électrique puisque la proportion de masses synchrones diminue. Les solutions de stockage peuvent compenser cette baisse en fournissant de l'inertie synthétique.

En résumé, aujourd'hui, la transition énergétique vise à réduire la part du charbon, du gaz, voire du nucléaire, en augmentant celle des énergies renouvelables, notamment le solaire et l'éolien, qui sont intermittentes. Cependant, cette transition s'accompagne d'une diminution de flexibilité (celle liée à la production), nécessitant des solutions alternatives matures comme le stockage pour maintenir la stabilité du réseau.

Sur quels modèles d'affaires se développe le stockage depuis la dernière décennie ?

Les modèles économiques du stockage varient selon les pays et leur cadre réglementaire, mais trois principales sources de revenus se dégagent.

D'abord, il y a les services d'équilibrage du réseau. Les gestionnaires de réseau achètent de la flexibilité pour maintenir la stabilité électrique, notamment via des services systèmes. En France, on parle de réserve primaire et de réserve secondaire, au Royaume Uni de Dynamic Containment, aux États-Unis de Frequency Regulation, et en Australie de Frequency Ancillary Services. Les services systèmes constituent en général la première source de revenus pour le stockage dans les marchés en développement.

Ensuite, il existe les mécanismes de capacité, qui sont des dispositifs de soutien mis en place pour garantir un niveau suffisant de production ou de stockage.

INTERVIEW DE CORENTIN BASCHET, Associé chez Clean Horizon

Ces mécanismes, reconnus comme aide d'Etat et validés par l'Union européenne, peuvent permettre de sécuriser des revenus long terme. En France, un nouveau mécanisme de capacité est en préparation pour l'année 2026.

Enfin, le stockage peut générer des revenus via le trading sur les marchés de l'électricité. L'idée est simple : acheter de l'électricité lorsque son prix est bas – par exemple, lorsqu'il y a un surplus de production solaire en milieu de journée – et la revendre lorsqu'elle devient plus chère, en soirée ou le matin lors des pics de consommation. Ces transactions se font sur différents marchés de gros : marché day-ahead (J-1) et marché intraday.

Ce qui a changé ces dernières années, c'est la durée de stockage. Historiquement, les développeurs construisaient des projets de stockage avec une durée d'une heure, ce qui était adapté aux services d'équilibrage. Aujourd'hui, on assiste à l'allongement de la durée de décharge des batteries de 2h, voire même 8h, ce qui s'explique par l'accroissement des opportunités sur les marchés d'arbitrage et la baisse du coût des cellules de batteries.

Quels sont les principaux freins au développement du stockage ?

Les projets de stockage d'énergie ont des temps de déploiement relativement courts à l'échelle du réseau électrique : entre 1 à 4 ans, du premier jalon du développement à la mise en service. Le raccordement et l'accès au réseau sont des enjeux majeurs pour ces solutions qui sont denses et n'ont donc qu'une faible empreinte au sol : environ un hectare pour 50 MW /100 MWh.

Ensuite, le financement reste un défi. Les batteries et autres technologies de stockage attirent des financements, mais leur rentabilité dépend de la stabilité des revenus. Ce qui nous amène à évoquer le principal frein : l'incertitude réglementaire et économique.

Les revenus du stockage sont largement déterminés par les marchés de l'électricité, qui, par nature, sont volatils et difficiles à prévoir. Contrairement aux États-Unis, où des réglementations comme en Californie imposent aux utilities d'acheter du stockage, la plus grande partie des pays d'Europe n'a pas de mécanisme avec des revenus garantis pour le stockage.

INTERVIEW DE CORENTIN BASCHET, Associé chez Clean Horizon

Cela étant dit, le marché du stockage progresse rapidement :

- en France, on compte actuellement 1 GW de batteries installées, avec une estimation de 6 GW d'ici 2030 (source : Clean Horizon) ;
- en Allemagne, le stockage par batteries à l'échelle du réseau (projets > 1MW) est déjà plus avancé, avec 1,5 GW aujourd'hui et un objectif de 9 GW en 2030 ;
- aux États-Unis, le marché est bien plus dynamique, notamment en Californie et au Texas, grâce à des réglementations et des économies de marché favorables.

En résumé, pour structurer efficacement la filière, il faudrait :

- définir clairement les besoins du réseau en matière de flexibilité ;
- choisir les technologies les plus adaptées au mix énergétique national et aux volontés politiques.

Cela permettrait aux acteurs du stockage d'investir avec une meilleure visibilité et de contribuer pleinement à l'équilibre de l'offre et de la demande des réseaux électriques.

Quelles perspectives pour le stockage d'ici 2035 ?

L'arbitrage de marché prend une place de plus en plus importante dans les modèles économiques des acteurs du stockage, notamment les batteries. Ce modèle est effectivement perçu comme plus rémunérateur que les services systèmes traditionnels comme la FCR (réserve primaire) et l'aFRR (réserve secondaire), qui constituent les mécanismes de stabilisation du réseau à court terme. Le marché de l'électricité est plus profond et plus liquide. Ce marché est donc intéressant, et il est facile pour les batteries de s'y intégrer, notamment grâce à leur capacité à répondre rapidement aux fluctuations de prix.

Les batteries sont particulièrement adaptées à cette forme d'arbitrage en raison de leur réactivité et de leur capacité à stocker l'électricité lorsqu'elle est bon marché pour la revendre à un prix plus élevé lors des périodes de forte demande.

INTERVIEW DE CORENTIN BASCHET, Associé chez Clean Horizon

Les produits sont de plus en plus granulaires, ce qui signifie que la durée des contrats sur le marché s'est réduite avec l'augmentation des énergies renouvelables intermittentes. Par exemple, avant, on parlait d'échange d'énergie sur des périodes d'une heure, mais aujourd'hui, ces produits sont souvent de 15 minutes et échangés très proches du temps réel. L'évolution du besoin et de la production d'électricité devient plus volatile et imprévisible, d'où la nécessité d'une plus grande flexibilité.

Les modèles économiques pour les acteurs du stockage de l'énergie vont reposer de plus en plus sur cet arbitrage de marché. C'est un domaine particulièrement prometteur, car il permet de maximiser les revenus en fonction de l'évolution des prix, tout en optimisant l'utilisation des capacités de stockage.

Y a-t-il un avenir pour le mix électromobilité/stockage ?

Oui, il y a non seulement un avenir, mais également un présent pour cette synergie entre électromobilité et stockage. Des développeurs et des acteurs de l'IRVE sont déjà en train de développer des solutions qui intègrent le stockage avec les bornes de recharge. Il existe plusieurs raisons pour lesquelles cette approche est de plus en plus envisagée.

L'un des principaux défis auxquels sont confrontées les installations de bornes de recharge rapide, comme celles situées sur les aires d'autoroute, est l'accès au réseau. Pour alimenter des dizaines de bornes de recharge haute puissance, plusieurs mégawatts de raccordement sont nécessaires, ce qui nécessite une infrastructure de connexion réseau importante. Le stockage permet de réduire l'impact sur le réseau en agissant comme un tampon, en stockant de l'énergie lorsque la demande est faible et en la libérant au moment où la demande de recharge est forte. Cela permet de limiter la taille de la connexion au réseau tout en servant plus de clients, ce qui améliore l'efficacité de l'infrastructure et réduit les coûts associés à une trop grande capacité de raccordement.

Les opérateurs de mobilité savent également qu'en gérant la charge d'une flotte de véhicules électriques, ils disposent d'une forme de flexibilité. Par exemple, en arrêtant la charge ou en pratiquant du vehicle-to-grid (V2G), ils peuvent fournir de la flexibilité au réseau. La voiture électrique devient alors une batterie mobile, capable de contribuer à la stabilisation du réseau.

INTERVIEW DE CORENTIN BASCHET, Associé chez Clean Horizon

Dans cette logique les acteurs de la mobilité (constructeurs de véhicules électriques, opérateurs de bornes de recharge, etc.) s'intéressent de plus en plus au stockage d'énergie et aux revenus liés à la flexibilité. Leur objectif est de partager les points d'accès au réseau et de maximiser les revenus de leurs infrastructures tout en contribuant à la transition énergétique.

A l'avenir, on peut s'attendre à un développement croissant de projets hybrides où le stockage est intégré à des projets de production d'énergie renouvelable (solaire, éolien, etc.) ou à des consommateurs, comme ceux liés à l'électromobilité ou les actifs commerciaux et industriels.

Comment les différents pays que vous accompagnez abordent-ils le développement du stockage d'énergie par batterie et quelles différences majeures observez-vous en termes de réglementations avec les marchés et de soutiens gouvernementaux ?

Le modèle des mécanismes de capacité (qui permettent de garantir que la consommation de pointe d'électricité soit satisfaite) varie d'un pays à l'autre:

Au Royaume-Uni, en Italie, en Pologne, en Belgique et en Irlande les mécanismes de capacité sont pluriannuels, offrant une plus grande prévisibilité des revenus pour les investisseurs dans le stockage.

En France, le mécanisme actuel n'offre de visibilité que sur un an mais un nouveau est en cours de développement pour 2026, il devrait permettre de donner des revenus long terme pour le stockage.

Le coût de l'électricité varie également d'un pays à l'autre et peut influencer la rentabilité des projets de stockage. En outre, la pénétration des énergies renouvelables, comme l'éolien et le solaire, diffère d'un pays à l'autre, ce qui affecte la demande nette et donc le besoin de flexibilité.

Les gestionnaires de réseau n'abordent pas le raccordement de la même manière d'un pays à l'autre. Certains pays offrent une meilleure coordination et des processus de raccordement plus rapides et plus flexibles. A noter aussi qu'en Allemagne et en Belgique, les projets sont exonérés de frais de réseau ce qui rend le modèle économique plus intéressant pour les investisseurs.

INTERVIEW DE CORENTIN BASCHET, Associé chez Clean Horizon

La réglementation est également plus ou moins mature d'un pays à l'autre. En matière de sécurité incendie de batteries par exemple, les réglementations varient grandement. Aux États-Unis, les normes de sécurité liées au stockage d'énergie sont très claires et bien définies. En Europe, la réglementation incendie n'est pas unifiée.

INTERVIEW DE CLÉMENT GIRARD, COO et Directeur Général de Harmony Energy France

Quel modèle d'affaires est le plus couramment adopté pour le stockage d'électricité, et pourquoi certains modèles sont-ils plus adaptés que d'autres dans des contextes spécifiques en France et dans d'autres Etats européens ?

Chez Harmony Energy, nous adoptons principalement un modèle d'affaires dans lequel les batteries apportent des services essentiels au marché national de l'électricité. Ce modèle repose avant tout sur des services de réserve système tels que le FCR (Frequency Containment Reserve) et l'aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve), qui sont utilisés pour équilibrer le réseau, soit l'offre et la demande d'électricité. Mais cela inclut aussi les marchés de gros, notamment le day-ahead et l'Intraday, où nous pratiquons le trading d'énergie. L'objectif est de charger nos batteries lorsque l'énergie est bon marché et de les décharger lorsqu'elle est plus chère. C'est l'essentiel de notre modèle d'affaires. Pour ce faire, nous privilégions des batteries de grande taille, situées à différents points du réseau, qui peuvent être implantées n'importe où en France, tout en rendant les mêmes services.



CLÉMENT GIRARD,
*Harmony Energy
France*

Il existe également un autre modèle d'affaires qui consiste à faire de la collocation ou de l'hybridation avec des projets d'énergie renouvelable. Dans ce cas, le stockage sert à optimiser les coûts de raccordement ou à mieux valoriser la production solaire en décalant cette production et en la vendant sur les marchés à des horaires plus favorables. Ce système est particulièrement en vogue actuellement, car il permet de résoudre le décalage entre les moments où l'énergie renouvelable est produite en abondance et les périodes de consommation. L'enjeu ici est de réussir à ajuster la production d'énergie au moment optimal pour en maximiser la valeur.

INTERVIEW DE CLÉMENT GIRARD, COO et Directeur Général de Harmony Energy France

Pouvez-vous nous en dire plus sur les différents mécanismes de marché, comme la réserve système (aFRR, FCR) ? Comment ces services influencent-ils la rentabilité des projets de stockage ?

Aujourd'hui, notre modèle financier repose essentiellement sur les services de réserve système, et notamment l'aFRR. Il y a quelques années, le marché FCR était privilégié par les acteurs du secteur, car l'aFRR n'était pas encore ouvert aux stockeurs. Ainsi, les batteries d'une heure étaient optimales pour répondre à ce marché FCR. Cependant, lorsque nous avons pénétré le marché en 2022, nous avons fait le choix d'anticiper l'ouverture du marché de l'aFRR, la réserve secondaire, qui a eu lieu mi-2024. Pour ce marché, des batteries de deux heures sont bien plus adaptées.

Nous concentrons donc nos efforts sur la réserve secondaire. Nous estimons que l'essentiel de nos revenus proviendra de ce marché, qui reste relativement attractif, bien que nous soyons conscients qu'il pourrait y avoir une baisse des prix à moyen terme. En effet, il faut noter que ce marché a une taille relativement limitée. Il suffit de disposer de 3 GW de batteries dédiées aux marchés FCR et aFRR pour saturer ces marchés. Une fois saturés, ces marchés risquent de subir une cannibalisation, entraînant une baisse des prix et une réduction significative des revenus.

À moyen et long terme, l'aFRR et le FCR ne suffiront donc pas à assurer la rentabilité des projets. C'est pourquoi nous devons pouvoir compter sur d'autres sources de revenus. Les premiers revenus auxquels nous pensons sont ceux issus des marchés day-ahead et intraday, un arbitrage de marché qui va se renforcer dans les années à venir. Cela est dû à l'augmentation de la part des énergies renouvelables, la fermeture probable de certaines centrales nucléaires et des interconnexions entre pays voisins qui pourraient devenir moins fiables. Ces facteurs entraîneront une volatilité accrue des prix de l'énergie, ce qui offrira aux batteries de nouvelles opportunités de revenus sur ces marchés.

INTERVIEW DE CLÉMENT GIRARD, COO et Directeur Général de Harmony Energy France

Cependant, il convient de noter que, sur tous ces marchés, les revenus ne sont pas sécurisés. Nous restons soumis aux fluctuations et à l'évolution des prix, qui sont par nature difficiles à prédire. En conséquence, lorsqu'on investit dans un projet de stockage, cela reste un pari sur l'évolution du marché. Nous pouvons obtenir de très bons résultats si les prix de l'énergie sont élevés, mais aussi enregistrer des pertes si la demande de flexibilité n'est pas aussi importante que prévu. Ce modèle diffère de celui du solaire ou de l'éolien, qui parvient à sécuriser un tarif avant construction.

A l'échelle mondiale, les pays ferment des centrales flexibles pilotables pour se tourner vers les énergies renouvelables, qui produisent de manière intermittente. Par exemple, l'Allemagne a fermé ses centrales nucléaires et prévoit de fermer ses centrales à charbon, tout en augmentant sa production solaire et éolienne. Non seulement la demande de flexibilité augmente en raison de la croissance des renouvelables, mais nos voisins pourraient également être moins capables de nous soutenir si nous faisons face à un déficit d'énergie. Il est donc crucial que chaque pays développe sa propre flexibilité pour répondre à ses besoins internes et, le cas échéant, aider ses voisins.

Comment évaluez-vous l'impact des mécanismes de capacité sur le développement des projets de stockage ?

En France, le mécanisme de capacité fonctionne un peu comme une subvention. Il s'agit d'un dispositif instauré par le Code de l'énergie dont l'objectif est de garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité. Il valorise et rémunère les unités de production électrique en fonction de leur puissance disponible. Il s'agit de contrats à long terme incluant des volumes réservés pour les énergies et les flexibilités décarbonées. Le mécanisme de capacité touche un large éventail de technologies, mais il revêt une importance particulière pour le stockage. En effet, il permet de générer des revenus supplémentaires sans nécessiter la mobilisation directe des batteries.

INTERVIEW DE CLÉMENT GIRARD, COO et Directeur Général de Harmony Energy France

Concrètement, nous percevons un revenu par MW et par an, mais cela ne contraint pas l'utilisation de la batterie, qui peut continuer à participer à d'autres services, notamment les services de réserve système pendant les périodes de pointe où la consommation d'électricité est très importante. À mon sens, ce mécanisme fonctionne bien dans l'ensemble.

Cependant, ces dernières années, nous avons observé une forte baisse des revenus liés au mécanisme de capacité. Les prix par MW et par an ont diminué, ce qui renforce la nécessité de mettre en place un marché de capacité avec une enchère spécifiquement dédiée aux flexibilités décarbonées, telles que le stockage et la flexibilité de la demande. Il serait idéal que ces contrats soient long terme, sur 10 à 15 ans, afin de garantir un "minimum de revenus". Bien que ce montant puisse varier, il pourrait se situer autour de 20 000 à 30 000 € par MW, ce qui représenterait environ 15 % des revenus nécessaires pour stabiliser un projet. Ce serait déjà un levier important pour motiver et sécuriser la rentabilité des projets, tout en facilitant potentiellement l'accès à des financements.

Voyez-vous des opportunités pour le stockage d'électricité de jouer un rôle dans la gestion locale de congestion ? Comment cela pourrait-il être intégré dans les modèles économiques existants pour créer de nouvelles sources de rémunération ?

L'une des premières façons pour le stockage de générer des revenus dans les zones congestionnées est la colocation ou l'hybridation avec des projets renouvelables. Par exemple, l'ajout de stockage permettrait de connecter 20 MW de solaire dans un réseau qui ne pourrait en accueillir que 10 MW. Ainsi, nous gérons la congestion à une échelle locale et la mutualisation des deux centrales, solaire et stockage, permet de rentabiliser le projet de stockage.

Pour le stockage "stand alone" dans des zones congestionnées, le marché est en développement, mais pour le moment, n'a pas encore montré un fort potentiel. Lors des appels d'offres d'Enedis sur la flexibilité pour gérer les congestions, très peu de projets de stockage ont été retenus, tandis que la flexibilité de la demande a été largement privilégiée.

INTERVIEW DE CLÉMENT GIRARD, COO et Directeur Général de Harmony Energy France

De même, au niveau de RTE, les appels d'offres expérimentaux ont montré que, dans certaines zones, la gestion des congestions à l'aide du stockage n'était pas viable.

Quels sont, selon vous, les critères principaux pour décider d'investir dans un pays plutôt qu'un autre pour des projets de stockage d'électricité ? Harmony Energy a-t-elle une stratégie particulière pour développer son activité en France, ou ailleurs en Europe, et comment évaluez-vous ces choix géographiques ?

Premièrement, il est essentiel que nous ciblions des pays dotés d'une réglementation claire, bien que nous soyons conscients que toutes les réglementations évoluent. C'est d'ailleurs l'une des raisons pour lesquelles nous privilégions les pays européens. Il doit exister une certaine cohérence entre ces pays, que ce soit le Royaume-Uni, la Pologne, l'Italie, la France ou l'Allemagne.

Tous les pays que nous visons partagent des caractéristiques communes : un besoin avéré en stockage, une réglementation qui tend à soutenir le développement de cette technologie, et une taille critique suffisante.

Comment évaluez-vous le mécanisme de marché (incluant le mécanisme de capacité français) par rapport à ceux développés dans les autres États européens ou internationaux ?

Le mécanisme de marché en France est plutôt sain. Il a mis du temps à se mettre en place, mais nous avons désormais une réglementation qui permet au stockage de s'intégrer efficacement à l'essentiel du marché. À mon avis, nous sommes sur la bonne voie. Si jamais le marché ne suffit pas, il pourrait être nécessaire d'ajouter des mécanismes de soutien ou des ajustements.

Le Royaume-Uni est également un très bon exemple à suivre. Leur mécanisme de marché est solide. Ils ont rapidement adapté leur réglementation et ont mis en place des marchés spécifiques pour répondre à des besoins particuliers. Et lorsqu'ils ont constaté que certaines tendances du marché devenaient problématiques, ils ont instauré des mécanismes de soutien pour maintenir la dynamique du secteur et garantir que les investissements dans la filière se poursuivent.

INTERVIEW DE CLÉMENT GIRARD, COO et Directeur Général de Harmony Energy France

L'Italie a un mécanisme de revenus sécurisés, mais ces revenus sont très encadrés, très capés. On peut être perdants avec cette approche. En effet, après avoir participé à un appel d'offres, on obtient des revenus mais après, nos batteries sont limitées dans leur fonctionnement. Il y a donc des risques opérationnels, avec des revenus qui ne sont pas toujours à la hauteur des attentes.

Comment le marché français se compare-t-il à d'autres marchés européens ou internationaux dans le domaine du stockage d'électricité ? Quelles sont les principales différences que vous avez remarquées ?

Le marché français présente deux spécificités historiques importantes. Tout d'abord, il bénéficie d'une base nucléaire importante, qui a permis de maintenir des prix relativement bas et de limiter la volatilité des prix de l'énergie. Ensuite, la France dispose d'une infrastructure d'interconnexions électriques très développée, ce qui a également contribué à réduire la volatilité et à garantir la sécurité de l'approvisionnement, même en cas de défaillance locale. Ces éléments ont été des atouts majeurs pour le réseau électrique français, des avantages que d'autres pays, comme l'Italie ou le Royaume-Uni, n'avaient pas dans la même mesure. En effet, ces pays étaient plus enclavés et le Royaume-Uni, par exemple, était beaucoup plus dépendant du gaz.

Cependant, ces forces commencent à s'affaiblir. La fermeture progressive des centrales nucléaires, combinée à une transition énergétique qui n'est pas encore totalement réussie, risque de rendre la France de plus en plus dépendante du gaz ou d'autres sources d'énergie, avec une faible fiabilité de nos interconnexions. Bien que le stockage se développe plus lentement en France qu'au Royaume-Uni, en Allemagne, en Italie ou même en Espagne, le besoin en stockage est clairement en croissance. La France se trouve donc dans une position de rattrapage, un peu "à réaction".

CONTRIBUTION BELGIQUE



Damien Verhoeven,
Associé



Thomas Vanthournout,
Associé



Vincent Verbelen,
Avocat



1. Chiffres clés du développement du stockage de l'énergie (batterie)

Quelle est la capacité de stockage actuellement installée dans le pays ?
Quelle est la capacité de stockage en cours d'installation ? Comment l'évolution se compare-t-elle aux résultats de l'an dernier, d'il y a cinq ans, et aux perspectives pour les cinq à dix années à venir ?

a) La capacité installée des batteries à l'échelle du réseau devrait atteindre environ 200 MW/800MWh à la fin du premier trimestre 2025.

Il y a 5 ans, aucune capacité n'était installée. Le premier BESS (10MW/20MWh) a été mis en service en 2021. La capacité installée a ensuite progressé pour atteindre 120 MW en 2022, puis 152 MW/406 MWh en 2023.

La capacité réservée pour de futurs projets BESS représenterait 6 GW, ce qui pourrait théoriquement aboutir à une capacité de 3,27 GW / 11.776 MWh d'ici fin 2034.

b) Concernant les batteries domestiques [3], environ 280 MW étaient installés en Belgique fin 2023, avec une prévision d'augmentation à 510 MW en 2030, et 640 MW en 2034.

c) La capacité installée de pompage-turbinage (répartie sur deux sites) était de 1 224 MW/5 913 MWh au début de 2023, avec une légère augmentation prévue à 1 305 MW/6 300 MWh d'ici fin 2025.

[3] Une batterie domestique, telle qu'une batterie murale, est conçue pour un usage individuel au sein d'un foyer, par opposition aux batteries à grande échelle destinées au réseau électrique, comme les systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS).

CONTRIBUTION BELGIQUE

Quel est le pourcentage de la flexibilité représenté par le stockage par batteries, et comment ce pourcentage devrait-il évoluer ?

Le pourcentage n'est pas précisé, mais il devrait augmenter avec le développement prévu du stockage.

Quelles sont les caractéristiques des dispositifs de stockage d'énergie (capacité, durée...) déployés dans le pays ?

Le parc de BESS en Belgique présente des caractéristiques techniques variées, allant du premier BESS mis en service (10 MW / 20 MWh) jusqu'au plus grand projet en développement (700 MW / 2.800 MWh).

La majorité des BESS déjà opérationnels ont une capacité de 25 MW / 100 MWh, tandis que les projets en cours de développement sont majoritairement de plus grande capacité.

La tendance est clairement à l'augmentation des capacités, avec des durées de stockage de 2 à 4 heures.

Concernant le pompage-turbinage, deux installations existent : une de 1.080 MW / 5.213 MWh à Coo et une de 144 MW / 700 MWh à Plate Taille.

Le stockage est-il développé comme une solution autonome ? Comme une solution hybride avec les énergies renouvelables ? Avec les consommateurs à faible émission de carbone ? Avec la mobilité électrique ?

Les batteries à l'échelle du réseau ainsi que le stockage par pompage-turbinage sont développés comme des solutions autonomes.

2. Mécanismes du marché et rentabilité

Quelles sont les principales sources de revenus issues du stockage ? Les mécanismes du marché offrent-ils des garanties de revenus (par exemple, des contrats à long terme) ?

Les opérateurs de stockage d'énergie en Belgique peuvent générer des revenus en participant à différents marchés de l'énergie, soit généralement via les marchés day-ahead et intraday, soit pour des services de réseau tels que les réserves de contrôle de fréquence (FCR) et les réserves de rétablissement de fréquence (FRR).

CONTRIBUTION BELGIQUE

Les contrats à long terme, tels que les *Flexibility Purchase Agreements* (FPA), peuvent contribuer à la stabilité des revenus en garantissant des conditions convenues à l'avance pour l'utilisation du stockage. Une source croissante de revenus est la fourniture de services de portefeuille (couverture basée sur les actifs/ valeur d'opportunité).

Les BESS peuvent obtenir une source de revenus supplémentaire, mais plutôt marginale, grâce à la sélection dans le mécanisme de rémunération des capacités.

Existe-t-il des contrats PPA ou des accords de gestion de congestion conclus entre producteurs (ou consommateurs) et opérateurs de stockage ?

Oui. Une part croissante des revenus des BESS provient désormais d'un rôle d'assurance pour les acteurs du marché électrique (traders), permettant l'ajustement des volumes en cas de besoin ("short" ou "long").

Par exemple, Eneco et D-STOR ont signé un accord d'achat de flexibilité à long terme pour le parc de batteries de D-STOR situé à Duferco La Louvière (Wallonie) avec une capacité de 50MW/140MWh. Nous ne disposons d'aucune donnée sur d'éventuels Accords de Gestion de la Congestion (*Congestion Management Agreements*). Il semble toutefois qu'il s'agisse d'une des sources de revenus pour les projets à plus petite échelle derrière le compteur. C'est là que le report de l'investissement dans le réseau et/ou l'écêtement des pointes (tarifaires) prennent tout leur sens.

Comment les régulations de l'autorité de régulation nationale (ARN) ou du gestionnaire de réseau de transport (TSO) influencent-elles le développement et la rentabilité du stockage d'énergie ? Avez-vous des exemples de modifications des règles du marché en faveur du stockage ? Une réglementation fondée sur le principe de la neutralité technologique profite-t-elle au stockage ?

Des mesures visant à encourager le développement du stockage de l'énergie et à améliorer sa rentabilité existent, telles que des exemptions ou des remises sur les tarifs d'accès au réseau de transport.

CONTRIBUTION BELGIQUE

Inversement, le contrat standard de raccordement avec le TSO, approuvé par l'ARN, ne prévoit pas d'indemnisation pour les BESS en cas de réduction imposée de la production dans le cadre d'un raccordement flexible. Il s'agit d'un problème majeur pour la rentabilité des BESS qui n'a pas encore été résolu.

Les services auxiliaires fournis au TSO sont technologiquement neutres, ce qui permet aux BESS de les fournir.

Le mécanisme de rémunération de la capacité est également technologiquement neutre, ce qui profite aux BESS (vers la capacité de production).

Plus précisément, ° Réserves - FCR et aFRR : Quels sont les besoins en matière de FCR et de aFRR ?

FCR : Le volume de FCR requis par la Belgique (hors volume d'exportation) est de 93 MW pour 2024 et de 86 MW pour 2025.

aFRR : Ce chiffre n'a pas pu être trouvé pour 2024/2025. Toutefois, en 2022, il s'élevait à 117 MW.

Pouvez-vous fournir quelques chiffres clés sur la taille et les tendances du marché ? Prix moyens des offres ?

Le TSO (Elia) publie quotidiennement les volumes et les prix disponibles par quart d'heure sur son site web [4], avec, par exemple, l'aFRR positif (€/MWh) de 600 et le mFRR positif (€/MWh) de 2.450 au cours du premier quart d'heure du 26 février 2025.

° Sur l'équilibrage et le mFRR : les batteries sont-elles actives sur ces marchés ?

Le FCR et le mFRR sont tous deux ouverts à tous les types de technologies depuis 2017 en Belgique, y compris aux batteries à l'échelle du réseau. Mais les batteries ne sont pas très actives dans ce domaine. Elles proposent de préférence l'aFRR.

[4] <https://www.elia.be/en/grid-data/balancing/available-volumes-and-prices-in-belgium>

° Sur le marché SPOT : les opérateurs de stockage considèrent-ils que l'arbitrage de marché est une source de rémunération pertinente ?

Oui, mais seulement certains jours. Sur une base moyenne, l'écart est (bien) trop faible pour atteindre la viabilité économique.

3. Gestion locale de la congestion

La connexion de stockage est-elle traitée différemment des autres utilisateurs du réseau ? Le TSO ou le DSO proposent-ils des connexions soumises à des limitations opérationnelles ? Y a-t-il des conséquences sur le développement du stockage ?

En principe, les connexions de stockage ne sont pas traitées différemment par le TSO ou les DSO par rapport aux autres utilisateurs du réseau. Des limitations opérationnelles s'appliquent lorsque la capacité du réseau n'est pas suffisante pour une connexion ferme. Cela se fait par le biais d'une "connexion flexible" qui permet de réduire l'utilisation du BESS en cas de besoin (avec une période annuelle totale donnée à titre indicatif).

Le stockage est-il utilisé pour gérer la congestion locale ?

Pas à notre connaissance. Au contraire, l'un des deux actifs de pompage-turbinage souffre d'un problème de congestion.

Existe-t-il un appel d'offres lancé par le TSO ou le DSO pour exploiter la batterie à la place ou en complément du réseau ?

De tels appels d'offres n'existent pas en Belgique, à notre connaissance (même s'il existe un mécanisme de rémunération de la capacité ouvert, entre autres, aux batteries).

Comment ce rôle peut-il être combiné avec une rémunération basée sur les marchés de l'électricité (comme FCR, aFRR, équilibrage...) ?

Les systèmes de stockage peuvent participer à plusieurs marchés, ce qui permet aux opérateurs de cumuler les flux de revenus provenant de services tels que la FCR et l'aFRR.

4. Aides d'État ou objectif

Existe-t-il un plan stratégique de l'Etat ou du régulateur national pour le développement du stockage ou de certains types de stockage ? Un objectif chiffré ? Ces objectifs justifient-ils un ou plusieurs mécanismes de soutien public ? Si oui, lesquels ? Une technologie est-elle privilégiée, notamment en termes de stock de 4h ? 2h ? de stock ? (financement / réduction fiscale) ?

Non.

Comment ces aides d'état sont-elles perçues par les promoteurs de projets et les investisseurs ?

Le nombre croissant de projets BESS en Belgique indique un climat d'investissement satisfaisant.

Quel rôle la fiscalité joue-t-elle pour influencer ou limiter la viabilité économique et la rémunération des systèmes de stockage de l'énergie ? Comment les différentes technologies de stockage de l'énergie sont-elles réglementées et promues, et quel est l'impact sur leur adoption ?

Le stockage peut bénéficier d'une exonération des droits d'accises sur l'électricité. Une déduction majorée pour investissement existe également mais uniquement derrière le compteur.

Outre les permis régionaux pour la construction et l'exploitation, un permis fédéral est également applicable, entre autres, aux BESS de 25 MW ou plus connectés au réseau de transmission. Les notifications d'augmentation importante de la capacité ou de mise hors service s'appliquent également. En Flandre, des prêts sans intérêt sont disponibles pour les batteries domestiques. Des subventions pour les investissements technologiques verts sont également applicables.

Dans l'ensemble, la réglementation des BESS n'est pas très contraignante et permet de développer les BESS dans un délai relativement court.

5. Modèles économiques pour le stockage

Quels sont les structures de financement et les modèles d'investissement disponibles pour les projets de stockage de l'énergie, comment garantissent-ils la rentabilité et minimisent-ils les risques pour les investisseurs ? Existe-t-il des différences significatives dans la manière dont les mécanismes de financement publics et privés abordent le développement du stockage de l'énergie ?

Les projets BESS sont financés par divers modèles d'investissement tels que le financement de projet (sans recours) et les investissements en actions. Les banques belges se sont montrées capables et désireuses de fournir un financement de premier rang pour les projets BESS, et un financement public (y compris par le biais de prêts subordonnés ou de systèmes de garantie) est disponible par le biais d'entités régionales telles que Wallonie Entreprendre et PMV / Gigarant.

Quels sont les mécanismes de financement des projets de stockage (banques, dette, investisseurs, etc.) ?

Ibid.

Sur quoi se concentrent-ils ? Quel modèle économique est privilégié ?

Les projets BESS diffèrent des autres projets d'énergie renouvelable financés par projet en ce sens que les flux de revenus des projets BESS sont "superposés" (c'est-à-dire qu'il existe de multiples sources de revenus) alors que les revenus des autres projets d'énergie renouvelable reposent généralement sur des accords d'achat à long terme avec des revenus plus prévisibles. Cela rend les projets BESS plus difficiles à financer pour les prêteurs. Outre les considérations habituelles en matière de répartition des risques, les prêteurs s'intéresseront particulièrement au risque commercial et aux accords d'accès au marché.

6. Orientations futures et implications juridiques

Quelles sont les tendances juridiques et réglementaires qui se dessinent en ce qui concerne le rôle du stockage de l'énergie sur le marché de l'énergie ?

La participation au marché des installations de stockage au niveau européen se développe (par exemple avec la plateforme Picasso).

Comment les cadres réglementaires pourraient-ils évoluer pour tenir compte de l'importance croissante du stockage de l'énergie dans la réalisation des objectifs nationaux de décarbonisation ?

La réduction du BESS dans le cadre d'une connexion flexible pourrait être indemnisée.

Dans un sens plus large, l'évolution vers un marché de la congestion/une composante de tarification nodale serait positive pour encourager la participation des BESS à la gestion de la congestion.

CONTRIBUTION FRANCE



Sylvie Perrin,
Associée



Béatrice Boissier,
Avocate



1. Chiffres clés du développement du stockage de l'énergie

**Quelle est la capacité de stockage installée actuellement dans le pays ?
La capacité de stockage en cours de raccordement ? Comment se
compare-t-elle aux chiffres de l'année dernière, d'il y a cinq ans, et aux
projections des 5, 10 prochaines années ?**

En France, la quasi-totalité de la capacité installée de stockage d'électricité se répartit entre deux technologies :

- les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), qui transfèrent des volumes d'eau importants entre deux lacs d'altitude différente, et
- les batteries, principalement de type lithium-ion.

Les STEP représentent la part la plus importante de la capacité de stockage qui s'élève en 2024 à 5 GW en turbinage et 4,3 GW en pompage.

En matière de STEP, la capacité de stockage n'a quasiment pas évolué depuis la dernière mise en service d'une STEP à la fin des années 80.

Le Bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE prend en compte, dans ses scénarios à l'horizon 2035, 0.5 à 1.5 GW, de capacité de STEP supplémentaires, bien que le gisement disponible pour de nouvelles installations en France soit restreint.

Le parc de batteries installé en France s'élève à 1 071 MW à la fin de l'année 2024. On relève une hausse de 216 MW de la capacité de stockage sur l'année 2024, un rythme en diminution par rapport à l'année 2023 (+317 MW).

CONTRIBUTION FRANCE

La dynamique de raccordement des batteries stationnaires s'amplifie (notamment grâce à la baisse des coûts permise par l'industrialisation de la fabrication de batteries pour les véhicules électriques). Selon une étude menée par RTE sur le raccordement des batteries stationnaires, le nombre de demandes de raccordement a été multiplié par deux depuis 2022 et plus de 7 GW de projets ont réservé leurs droits d'accès au réseau de transport d'électricité [5].

Évolution comparée :

- **il y a 5 ans** (vers 2017-2018), la France ne comptait que très peu de projets de batteries raccordés (moins de 50 MW) ;
- **projections à 5-10 ans** : les estimations varient, mais plusieurs gigawatts (2 à 5 GW) de batteries pourraient être installés d'ici 2030, sous l'effet conjugué des besoins d'intégration des énergies renouvelables, du renforcement des mécanismes de marché et des évolutions réglementaires (directive européenne sur le marché de l'électricité, neutralité technologique, etc.).

Quel pourcentage du bouquet de flexibilité est actuellement représenté par le stockage par batterie, et comment ce pourcentage devrait-il évoluer ?

Aujourd'hui, la flexibilité du système électrique français est d'abord assurée par le stockage hydraulique (STEP), les interconnexions avec les pays voisins et, de plus en plus, par le pilotage de la demande (effacements).

Le stockage batterie ne représente qu'une faible part du bouquet de flexibilité si l'on compare la puissance installée en batteries à la puissance des STEP ou à la capacité de flexibilité globale de la demande.

À moyen terme (2025-2030), cette part devrait augmenter significativement, au fur et à mesure de l'installation de nouvelles batteries et de la nécessité d'intégrer davantage d'ENR.

[5] Raccordement des batteries Stationnaires (<https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-02/2025-02-27-sddr-fiche-8-raccordement-batteries-stationnaires.pdf>)

CONTRIBUTION FRANCE

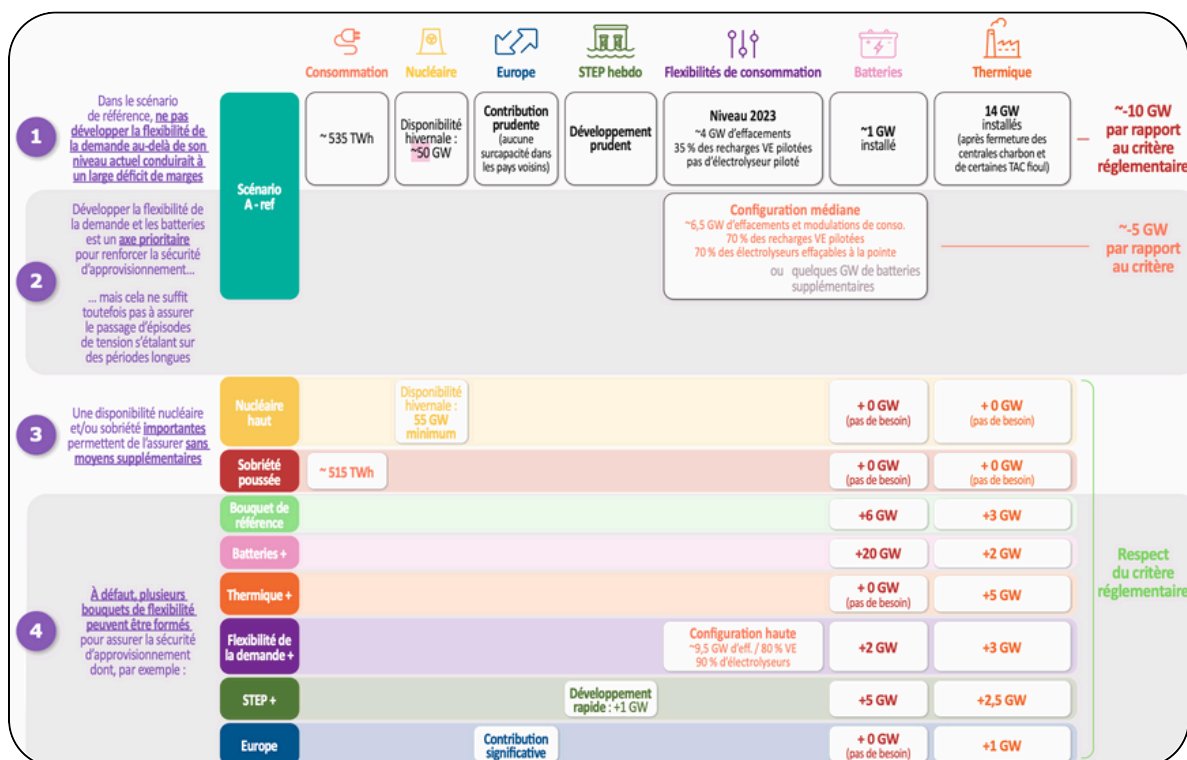
Le système électrique doit maintenir en permanence un équilibre rigoureux entre production et consommation. Cet équilibre peut se faire en agissant sur la production, la consommation ou les capacités de stockage (hydraulique et, désormais, batteries). C'est la capacité à moduler la puissance injectée ou soutirée sur le réseau que l'on nomme la flexibilité électrique.

Il convient donc de distinguer trois sources de flexibilité :

- d'une part, du côté de la consommation, la flexibilité se traduit par la capacité de décaler les moments où l'on consomme de l'électricité ;
- d'autre part, du côté de la production, il est par exemple possible d'ajuster, en fonction des besoins, à la hausse ou à la baisse l'électricité issue des centrales hydroélectriques et nucléaires. A noter que c'est en revanche moins le cas avec les parcs éoliens ou photovoltaïques, dont la production dépend de la météo et varie selon les moments de la journée, et qui ne peuvent être ajustés qu'à la baisse, car il est économiquement intéressant d'utiliser le maximum de leur production ;
- enfin, le stockage constitue une autre source de flexibilité. A cet égard, comme cela été évoqué précédemment, le stockage d'électricité est majoritairement permis par les STEP. Comme le relève le Bilan prévisionnel 2023 de RTE [6] la part des énergies renouvelables devrait passer de 120 TWh en 2023 à 270 voire 320 TWh en 2035. La flexibilité électrique de la production sera alors sur le devant de la scène. L'enjeu consistera à optimiser, en d'autres termes à placer la consommation qui est décalable ou modulable aux moments où la production renouvelable est forte. À l'inverse, il faudra compenser leur intermittence lorsque la production baisse. Ainsi et dans la mesure où les ressources disponibles pour développer de nouvelles STEP sont limitées, c'est le stockage sous forme de batterie qui sera appelé à se développer.

[6] <https://www.rte-france.com/wiki-energie/flexibilite-electrique-cle-voute-transition-energetique>

CONTRIBUTION FRANCE



Quelles sont les durées typiques (en heures) du stockage en batterie déployé dans le pays ?

En France (et en Europe de manière générale), la plupart des batteries installées (lithium-ion) ont des durées de décharge comprises entre 1 et 2 heures.

On observe toutefois l'émergence de projets avec des durées de 2 à 4 heures, principalement pour du report de charge.

Il convient d'opérer une distinction selon qu'il s'agisse de stockage sous forme de STEP ou de batterie.

D'un côté, la France dispose de six stations de pompage-turbinage majeures. La plupart des STEP sont « journalières », c'est-à-dire qu'elles peuvent stocker une quantité d'énergie qui correspond à quelques heures de turbinage (de l'ordre de 5 heures par exemple). Il existe en France deux STEP « hebdomadaires » (Grand'Maison et Montézic, 2,1 GW au total en pompage), qui peuvent stocker des volumes importants, permettant de stocker une partie de l'énergie produite au cours du weekend et de l'utiliser au cours de la semaine suivante.

CONTRIBUTION FRANCE

De l'autre côté, les batteries lithium-ion sont dimensionnées pour stocker un volume d'énergie correspondant à quelques heures de restitution (moins de quatre heures voire moins de deux heures selon le type de système), du fait de coûts élevés associés à leur capacité de stockage. Elles peuvent conserver cette énergie pour la restituer au système, généralement quelques heures plus tard.

Est-ce que le stockage se développe en stand alone ? De manière hybride avec des parcs EnR ? Avec des consommateurs décarbonés ? De la mobilité électrique (IRVE) ?

Hybride avec des ENR : Tendance en croissance (batterie co-localisée sur site photovoltaïque ou éolien) pour valoriser la production, faciliter l'intégration au réseau, et participer à l'auto-consommation ou à la vente directe sur le marché spot.

Hybride avec des consommateurs (sites industriels, data centers, etc.): permet de lisser la courbe de charge, de réduire la puissance souscrite ou d'optimiser l'autoconsommation photovoltaïque.

Intégration avec la mobilité électrique (IRVE) : pour l'instant, c'est encore émergent.

Quel est le pourcentage de la capacité de stockage d'énergie commercialisée sur le marché ?

Une large majorité (plus de 80 % à 90 %) de la capacité des batteries raccordées est, au moins partiellement, valorisée sur les marchés de services système (FCR, aFRR) et/ou le marché spot.

Selon les données du Bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE, l'émergence des batteries stationnaires passe essentiellement par la valorisation sur les services système fréquence.

À long terme, le stockage (par batteries ou via d'autres solutions technologiques) est susceptible d'être valorisé plus fortement sur d'autres segments de valeur (optimisation sur les marchés de gros de l'énergie et de la capacité, équilibrage court terme, optimisation du raccordement dans certains cas spécifiques, etc.) avec un modèle économique à construire.

Comme le relève le rapport, les batteries ont aujourd'hui un espace économique essentiellement lié à la fourniture de réserves de court terme, notamment la réserve primaire (FCR).

Le volume de batteries se valorisant sur ce segment pourrait encore augmenter, mais l'espace économique est restreint du fait d'un besoin de réserve lui-même limité (quelques centaines de mégawatts aujourd'hui selon RTE). Néanmoins, les batteries peuvent également offrir des services au réseau (gestion des congestions, report d'un investissement dans de nouvelles lignes, etc.), ce qui est actuellement testé sur différents sites par les gestionnaires de réseau.

2. Mécanismes du marché et rentabilité

Quelles sont les principales sources de revenus du stockage ? Est-ce que des mécanismes de marché apportent des garanties de revenus (contrat long terme par exemple) ?
Est-ce que des contrats de report de charge entre les producteurs (ou consommateurs) et les stockeurs sont conclus ?

Il existe différentes sources de revenus pour le stockage, lesquelles peuvent être divisées en trois grandes catégories :

- la valorisation de l'électricité sur les marchés de l'électricité ;
- la participation aux marchés d'équilibrage ;
- la participation au marché de la capacité.

La valorisation de l'électricité sur les marchés de l'électricité

Les opérateurs de stockage peuvent tout d'abord opérer une activité dite « d'arbitrage » marché. Cette activité consiste à acheter de l'électricité sur le marché - ou à ne pas injecter d'électricité issue d'une installation de production d'électricité rattachée à l'installation de stockage - pour la stocker lorsque les prix de marché sont faibles et à revendre ou vendre l'électricité stockée lorsque les prix de marché sont plus élevés.

CONTRIBUTION FRANCE

Cette activité est parfois appelée « report de charge », notamment par la CRE en France, qui consiste à « soutirer de l'énergie au réseau quand les coûts de production sont les plus faibles et à la réinjecter à la pointe, en substitution des moyens de production les plus onéreux » [7].

Ce mode de rémunération ne permet pas de garantir des revenus sur le long terme pour les opérateurs, lesquels sont par nature soumis aux aléas du marché. Pour autant, selon une étude réalisée pour la Commission européenne sur le stockage [8], il semblerait que ce mode de rémunération constitue la principale source de revenus pour les opérateurs de stockage d'électricité.

Cette analyse doit toutefois être nuancée en raison de la crise énergétique d'une part, laquelle a pu faire varier temporairement la rentabilité des projets de stockage, et en raison du développement des projets de stockage et d'autres solutions de flexibilité qui tendent à limiter les fluctuations des prix du marché et à créer un « effet de cannibalisation » d'autre part.

Les services auxiliaires

Les opérateurs de stockage peuvent ensuite participer aux « services auxiliaires » lesquels sont définis par l'article 2 de la directive 2019/944 comme « *tout service nécessaire à l'exploitation d'un réseau de transport ou de distribution, incluant les services d'équilibrage et les services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence, mais ne comprenant pas la gestion de la congestion* ».

Ces services peuvent permettre de stabiliser la fréquence du réseau électrique ou encore maintenir la tension du réseau.

Les opérateurs de stockage pourront participer aux marchés en fonction des caractéristiques de leurs installations de stockage, et notamment de la durée de décharge.

En France, il existe la réserve primaire, la réserve secondaire et la réserve tertiaire (mécanisme d'ajustement).

[7] Délibération de la CRE n°2023-13 du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

[8] Hoogland O., Fluri V., KostC., et autres, « Stydy on energy Storage », EnTEC, mars 2023, p.94.

Le marché de la capacité

Le mécanisme de capacité est un dispositif institué à l'article L.335-1 du Code de l'énergie qui impose à des acteurs dits « obligés » de prouver leur capacité à alimenter en électricité leurs clients afin d'atteindre l'objectif de sécurité d'approvisionnement pendant les périodes de pointe hivernale. Parallèlement, l'article L. 321-16 du Code de l'énergie fait peser sur les exploitants d'installations de production et d'effacement une obligation de certification de leurs capacités. Les exploitants reçoivent des garanties de capacités à la suite de la certification de leurs capacités. Ils peuvent ensuite valoriser les garanties de capacités sur la bourse EPEX SPOT, de gré à gré intermédié ou directement de gré à gré.

Bien que les exploitants de stockage ne soient en principe pas assimilés à des installations de production, dans le cadre du mécanisme de capacité, les capacités des installations de stockage sont assimilées à des installations de production. Dès lors, le mécanisme de capacité est exempt de spécificité et les garanties de capacité issues d'installations de stockage ont la même valeur que des garanties de capacité issues d'installations de production d'électricité.

A titre d'information, en 2023, les STEP et les batteries ont représenté 5% du volume de capacité certifié par RTE.

Comment les réglementations du marché par le régulateur ou le TSO influencent-elles le développement et la rentabilité des technologies de stockage de l'énergie ? Avez-vous des exemples d'évolutions des règles de marché en faveur du stockage ? Est-ce que le stockage bénéficie du principe de neutralité technologique ?

Le règlement 2019/943[6] impose aux gestionnaires de réseaux de transport d'électricité d'organiser les marchés d'équilibrage de manière à garantir la participation du stockage d'électricité.

Cette exigence a été transposée à l'article L.321-11 du code de l'énergie, lequel intègre désormais une référence aux « autres acteurs de marché » afin d'intégrer les opérateurs de stockages aux négociations avec RTE des « contrats nécessaires à l'exécution des missions » qui sont confiées à RTE, i.e. notamment « la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau ». Ainsi l'alinéa 5 de l'article précité dispose que *« toute entreprise d'électricité et acteur de marché, y compris ceux offrant de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, les opérateurs d'effacement, les agrégateurs, les exploitants d'installations de stockage d'électricité peuvent offrir de tels services [de flexibilité] nécessaires au fonctionnement du réseau, dès lors que ces services permettent, moyennant un bon rapport coût/efficacité, de réduire la nécessité de moderniser ou remplacer des capacités électriques et favorisent l'exploitation sûre et efficace du réseau de transport »*.

Concernant la réserve primaire, il est possible de noter des évolutions des règles de participation en faveur des opérateurs de stockage comme l'adoption d'une trame type de certification au réglage primaire de fréquence pour le stockage, ou encore l'introduction de nouvelles définitions visant à distinguer le stockage de la production et de la consommation. L'ouverture de la réserve primaire aux opérateurs de stockage (en 2019) a permis à ce mécanisme de devenir le premier levier de valorisation du stockage pendant une courte période puisque la possibilité de participer à la réserve primaire pour les opérateurs de stockage a pris fin en 2023 (il s'agissait d'une mesure expérimentale).

3. Gestion de la congestion

Est-ce que le raccordement du stockage a un traitement différencié des autres utilisateurs de réseau ? Est-ce que le stockage bénéficie d'offre de raccordement avec limitation à la charge du stockage ? Est-ce un frein au développement du stockage ?

Aujourd'hui, les batteries stationnaires sont globalement raccordées au réseau selon des principes similaires à ceux des autres installations, que ce soit pour le RPD[9] ou le RPT[10]. En effet, les installations de stockage sont à la fois consommatrices et productrices d'électricité : elles soutirent puis injectent de l'énergie sur le réseau. Les gestionnaires de réseau n'appliquent pas un régime « à part ». En conséquence, elles relèvent à la fois des procédures de raccordement propres aux installations de consommation et de celles des installations de production.

Toutefois, certaines expérimentations en France reposent sur des approches de « raccordement flexible » ou de « raccordement contraint ». Par exemple, il peut s'agir de tolérer une moindre capacité d'injection de la batterie aux heures de saturation des infrastructures. Ces solutions visent à adapter le dimensionnement du réseau à l'usage réel des batteries, tout en réduisant la facture de raccordement pour le porteur de projet.

À ce titre, Enedis propose une Offre de Raccordement Intelligente (ORI)[11] qui, à la demande d'un client raccordé (ou souhaitant se raccorder) au réseau HTA (> 250 kVA), permet de bénéficier, si cela est possible, d'un raccordement plus rapide ou moins coûteux (ou les deux) en contrepartie d'un engagement de flexibilité[12].

[9] Par exemple pour Enedis, les installations basse tension de puissance supérieure à 36 kVA ou HTA faisant à la fois du soutirage et de l'injection sont soumises à la fois à la procédure de raccordement Enedis PRO-RES_67E (production) et PRO-RAC_14E (consommation).

[10] De son côté, RTE applique l'article 1.2.2 Documentation Technique de Référence (DTR) pour les installations de stockage, en appliquant les recommandations du groupe d'experts sur le stockage (Stockage Expert Group) piloté par « The Grid Connection European Stakeholder Committee (GC ESC) » dont l'une des principales recommandations consiste à étendre les exigences du code RfG aux installations de stockage.

[11] Également appelée « offre de raccordement alternative à modulation de puissance ».

[12] <https://www.enedis.fr/presse/enedis-favorise-et-accelere-le-raccordement-des-producteurs-hta-denergies-renouvelables>

CONTRIBUTION FRANCE

Cette offre diffère de l'Offre de Raccordement de Référence (ORR) en ce qu'elle autorise des limitations ponctuelles de la consommation ou de la production en cas de congestion. Ainsi, certains travaux de raccordement peuvent être évités en échange d'écêtements ponctuels de la production d'énergies renouvelables (jusqu'à 5 % de l'énergie produite), tout en garantissant la possibilité d'injecter en permanence au moins 70 % de la puissance demandée. L'ORI permet ainsi une économie pouvant atteindre 90 k€ par MW d'EnR raccordé [13].

Il n'en reste que l'absence d'un cadre réglementaire spécifique pour ces raccordements contraints peut toutefois freiner le développement de ces solutions [14]. Sans possibilité d'adapter la puissance contractuelle aux usages réels, les coûts de raccordement risquent de demeurer élevés, ce qui peut nuire à la rentabilité des projets.

Est-ce que le stockage est utilisé pour lever des contraintes locales du réseau ? Y a-t-il un appel d'offre piloté par le TSO ou le DSO ?

Des **expérimentations** sont en cours pour valoriser la flexibilité locale (DSO, parfois TSO) pour éviter des renforts de réseau coûteux.

Dans le prolongement du Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) de 2019, RTE souhaitait explorer un nouveau service. Celui-ci consiste à réserver, sur une période pluriannuelle, une capacité de flexibilité activable en temps réel pour limiter les congestions sur le réseau de transport. Cette initiative s'est concrétisée par le lancement, en 2022, d'un appel d'offres flexibilité expérimental [15]. Celui-ci vise à rémunérer la réservation, sur une période pluriannuelle, d'une capacité de flexibilité pouvant être activée en temps réel pour réduire les congestions sur le RPT. Dans les zones considérées, les contraintes sont liées à la production, de sorte que l'activation de la capacité revient à augmenter le soutirage de puissance pour soulager les lignes. La durée contractuelle est de cinq ans, renouvelable jusqu'à cinq fois par périodes d'un an. En recourant aux mécanismes de flexibilité, et notamment au stockage, il est possible de reporter ou d'éviter des investissements coûteux dans le réseau, au bénéfice de la collectivité.

[13] Selon les statistiques fournies par le rapport « Valorisation Economique des Smart Grids » de l'Association des Distributeurs d'Electricité en France (2017).

[14] Malgré les différentes délibérations de la CRE demandant l'élaboration d'une procédure de raccordement spécifique : délibération n° 2021-326 du 21 octobre 2021, déjà délibération n° 2019-274 du 12 décembre 2019

[15] EDF Renouvelables a notamment été lauréat de cet AO pour le projet de la Perquie : Délibération CRE n°2024-157 du 4 septembre 2024.

Par ailleurs, le concept de « lignes virtuelles » utilise des batteries en remplacement de lignes électriques physiques. En cas de saturation d'une ligne, la batterie située en amont stocke l'électricité excédentaire, tandis qu'une ou plusieurs batteries ailleurs sur le réseau libèrent simultanément la même quantité d'électricité. Les sites de production et de consommation sont ainsi reliés virtuellement, grâce à des batteries positionnées aux points stratégiques du réseau, fonctionnant en vases communicants. RTE expérimente actuellement cette approche à travers le projet pilote « Ringo », doté de 100 MW de capacité de stockage répartis sur trois sites. Lorsque l'un de ces sites stocke de l'énergie, un ou plusieurs autres réinjectent simultanément la même quantité sur le réseau. Même si le flux n'est pas transporté physiquement d'un point à l'autre, l'effet sur le réseau est le même.

L'un des principaux avantages pour RTE réside dans l'optimisation du dimensionnement de ses lignes électriques. En principe, lorsque la capacité d'une ligne ne suffit pas à acheminer toute la production, notamment au moment des pics de production éolienne, RTE doit demander aux producteurs de réduire leur injection. Pour y remédier, il serait envisageable de renforcer la ligne ou d'en construire une nouvelle. Toutefois, cette solution manque d'optimisation puisqu'elle conduit à dimensionner les infrastructures en fonction de quelques pics de production annuels, qui ne durent que quelques heures. Ainsi, au lieu de limiter la production pendant les périodes de saturation ou de créer de nouvelles installations, il devient possible de gérer les pointes et de soulager temporairement le réseau via ces « lignes virtuelles ».

Comment se concilie cette fonction avec les sources de rémunération sur les marchés ?

La coexistence entre l'utilisation d'une batterie pour limiter les congestions locales et sa participation aux marchés de l'énergie ou aux services de réglage de la fréquence soulève la question de la « co-optimisation » des revenus.

En effet, comme vu précédemment, une batterie peut générer des recettes par différents canaux : arbitrage sur le marché spot, rémunération au titre du Mécanisme de capacité, prestations de réserves de réglage de la fréquence (FCR, aFRR, etc.) et, potentiellement, la correction de congestions locales.

Lorsqu'un contrat oblige la batterie à rester disponible pour injecter ou soutirer sur commande afin de soulager une ligne, sa flexibilité pour « vider » ou « remplir » la batterie en fonction des signaux de prix se trouve restreinte. En contrepartie, la rémunération liée à cette flexibilité locale constitue une nouvelle source de revenus. Dans la pratique actuelle, cependant, l'essentiel de la valeur économique des batteries raccordées provient surtout de la fourniture de services de réserve en temps réel.

4. Mécanismes de soutien public

Est-ce que l'Etat ou le régulateur national a développé des objectifs chiffrés de développement du stockage ? Un plan stratégique pour le développement d'un certain type de stockage ?

Est-ce que ces objectifs justifient un ou plusieurs mécanismes de soutien public ? Si oui, lesquels ?

Il existe différents appels d'offres qui permettent de garantir des revenus pour les opérateurs de stockage à diverses échéances : l'AOLT et l'AOFD.

AOLT

Les articles R.335-71 et suivants du Code de l'énergie instaurent un dispositif de contractualisation pluriannuel sous la forme d'un appel d'offres dit « AOLT » lequel vise à octroyer aux exploitants de nouvelles capacités un « contrat à prix garanti sur une période de sept années ».

Concrètement, les lauréats concluent un contrat de complément de rémunération avec le gestionnaire de réseau d'une durée de 7 ans assurant aux lauréats une rémunération stable au titre de la valorisation des capacités de l'installation. Cet appel d'offres est toutefois limité aux « nouvelles installations ».

AOFD

Conformément à la décision de la Commission européenne (SA.107352), en date du 21 décembre 2023, dans laquelle la Commission a autorisé la mesure visant à soutenir le développement de flexibilités décarbonées, c'est-à-dire de capacités d'effacement et de stockage, au moyen d'appels d'offres, l'appel d'offres flexibilité décarbonées a été publié. Cet appel d'offres vise à assortir le mécanisme de capacité d'un régime destiné à développer des technologies de flexibilité présentant un bon rapport coût-efficacité et ne faisant pas appel aux combustibles fossiles.

Au titre de cet appel d'offres, les lauréats opérateurs de stockage sont rémunérés en contrepartie de la mise à disposition d'électricité stockée précédemment par des unités de stockage afin de répondre aux besoins du réseau.

Ces appels d'offres sont toutefois en attente d'une éventuelle évolution en raison du projet de réforme du mécanisme de capacité

5. Modèles d'affaires du stockage

Quels sont les structures de financement et les modèles d'investissement disponibles pour les projets de stockage d'énergie, comment garantissent-ils la rentabilité et minimisent-ils les risques pour les investisseurs ? Existe-t-il des différences notables dans la manière dont les mécanismes de financement publics et privés abordent le développement du stockage de l'énergie ?

Les projets de batteries, qu'il s'agisse de stockage stationnaire d'énergie (pour réseaux électriques) ou de mobilité électrique (véhicules, infrastructures de recharge), sont structurés de manière similaire à d'autres projets d'infrastructure ou d'énergie, mais avec quelques spécificités liées à la technologie, au marché de l'électricité, et aux flux de revenus.

Les fonds d'investissement spécialisés dans les ENR et la transition énergétique deviennent de plus en plus actifs sur le segment du stockage (Enerfip, Mirova, Sirea, etc.)

Les banques seniors du projet veulent s'assurer des flux de revenus. Dans le cas des batteries, les sources peuvent être combinées :

- arbitrage marché (achat-vente d'électricité en fonction des prix du marché ;
- services systèmes et mécanisme d'ajustement auprès de RTE ;
- mécanisme de capacité ;
- Flexibilité Purchase agreement.

Les banques demandent souvent des modélisations prudentes et parfois un revenu plancher garanti par un contrat ou une subvention pour couvrir le risque de volatilité des revenus.

CONTRIBUTION FRANCE

Les banques exigent les sûretés projet usuelles. Elles mandatent en outre des experts pour analyser le risque technologique (cycle de vie, dégradation, capacité réelle), le risque de marché (volatilité des prix, évolution réglementaire), le risque opérationnel (fiabilité de l'exploitant, O&M), le risque environnemental et d'autorisation.

Les principaux enjeux à venir des financements de batteries sont les suivants :

- intégration dans des agrégateurs ou plateformes de flexibilité ;
- financements groupés (portefeuilles de batteries, modèles « as-a-service ») ;
- émergence de contrats de performance énergétique intégrant le stockage.

Quels sont les mécanismes de financement des projets de stockage (banques, dette, investisseurs, etc.) ?

Financement public : peut prendre la forme de subventions R&D (ADEME) ou de prêts bonifiés (BPI France).

Financement privé : majoritairement assuré par les fonds ENR, les utilities (EDF, Engie, TotalEnergies), ou des développeurs indépendants soutenus par des capitaux internationaux.

Le schéma de financement typique est celui du "project finance", avec un fort effet de levier : le capital propre doit être apporté par les sponsors, la dette senior est quant à elle octroyée par les banques, parfois en tranches :

- construction loan converti en term loan après mise en service ;
- tranches différentes selon le profil de risque (senior / mezzanine).

Le ratio de couverture de la dette (DSCR) que les banques exigent est généralement un DSCR > 1,2 ou 1,3 sur la durée du prêt.

Quels sont leurs points d'attention ? Comment est appréhendé votre modèle d'affaire ?

Volatilité des revenus de marché : les prêteurs et investisseurs réclament des garanties ou la signature de contrats de long terme.

Risque réglementaire : la stabilité du cadre (non double-taxation, accès au marché, pérennité du mécanisme de capacité) est cruciale. Toute évolution réglementaire défavorable peut dégrader significativement la rentabilité.

6. Tendances futures et implications juridiques

Quelles sont les tendances juridiques et réglementaires qui se dessinent en ce qui concerne le rôle du stockage de l'énergie dans le bouquet énergétique ?

Comment les cadres réglementaires pourraient-ils évoluer pour tenir compte de l'importance croissante du stockage de l'énergie dans la réalisation des objectifs nationaux de décarbonisation ?

Les installations de stockage, comme tous les utilisateurs qui injectent et qui soutirent de l'électricité doivent remplir à la fois les obligations des installations de production et celles des installations de consommation. Cette situation peut rendre certaines démarches complexes, notamment au moment du raccordement. Pour certains, la création d'un statut spécifique d'opérateur de stockage est un préalable indispensable au développement du stockage en France.

Les justifications avancées à la création d'un tel statut sont multiples : adapter le droit aux spécificités intrinsèques du stockage, faciliter l'accès aux réseaux [16] et la participation aux mécanismes de marchés en définissant des règles ad hoc pour le stockage, définir clairement les droits et obligations attachés à l'opérateur de stockage, clarifier la distinction entre le stockage et les activités de production et de fourniture, justifier un traitement tarifaire et fiscal différent, etc.

Toutefois, il semblerait que la principale amélioration du cadre réglementaire pour le développement du stockage ne viendrait pas d'une modification du Code de l'énergie, mais essentiellement du Code de l'urbanisme et du Code de l'environnement, dès lors que ceux-ci posent de sérieuses contraintes aux développements des projets.

[16] Voir les délibérations de la CRE en ce sens : délibération n° 2021-326 du 21 octobre 2021, déjà délibération n° 2019-274 du 12 décembre 2019.

CONTRIBUTION FRANCE

Tout d'abord, les sites propices au stockage se trouvent essentiellement en milieu rural, d'une part pour se positionner à proximité de postes électriques ayant des capacités suffisantes et, d'autre part, pour éviter les nuisances paysagères ou sonores à proximité d'habitations. Or, de manière générale, les documents d'urbanisme qui délimitent et réglementent les zones agricoles, naturelles et forestières n'autorisent que les équipements d'intérêt collectif et services publics, nécessaires au fonctionnement des réseaux.

Pour encourager son déploiement, il apparaît nécessaire de clarifier son statut juridique. L'absence de mention explicite du stockage d'énergie comme un équipement d'intérêt collectif peut en effet conduire certaines autorités locales à refuser les permis de construire dès lors que le projet se situe dans ces zones. Une solution consisterait à modifier la définition de la sous-destination des « locaux techniques et industriels des administrations publiques et assimilés » afin d'y inclure explicitement la notion d'équilibrage du réseau électrique [17]. Cette évolution garantirait un traitement homogène des demandes d'autorisations, en rappelant que ces installations concourent à une mission d'intérêt général qui dépasse largement le simple cadre privé.

Dans le même élan, il conviendrait de dispenser les projets de stockage du décompte de l'artificialisation des sols [18] lorsque ces installations répondent à des critères précis de superficie et de réversibilité. Une telle mesure, cohérente avec les dispositions déjà prises pour d'autres infrastructures essentielles au bon fonctionnement du réseau, éviterait que l'essor du stockage ne se heurte à la loi visant à limiter la consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers (ENAF). Les sites de stockage par batteries, dont l'emprise au sol demeure faible (<3-5 ha) et qui peuvent être intégralement démantelés à la fin de leur exploitation, ne devraient pas être assimilés à de l'artificialisation permanente. Cette reconnaissance explicite renforcerait l'acceptabilité locale de projets indispensables à l'atteinte des objectifs nationaux de décarbonation.

Un autre enjeu majeur concerne la réglementation ICPE [19] applicable aux installations de stockage. Les batteries stationnaires dont la puissance de charge excède 600 kW relèvent en effet de la rubrique n° 2925[20].

[17] Cela passerait notamment par une modification de l'article 4 de l'arrêté du 16 novembre 2016.

[18] Loi n°2021-1104 du 22 août 2021, « Climat et Résilience », modifié par la loi n°223-653 du 23 juillet 2023, « ZAN »

[19] Loi n° 76-663 du 19 juillet 1976 modifiée relative aux installations classées pour la protection de l'environnement.

[20] Arrêté du 29 mai 2000 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sous la rubrique n° 2925

À ce titre, un nouvel arrêté visant à réglementer les installations en extérieur est actuellement en cours de consultation auprès de la DGPR. Il est essentiel que ce cadre réglementaire ne devienne pas trop contraignant, afin de préserver les possibilités de développement pour les projets de stockage.

7. Autres questions

Quel est le rôle de la fiscalité dans la viabilité économique et la rémunération des systèmes de stockage d'énergie ?

Le risque de **double imposition** (taxe sur l'énergie soutirée, puis sur l'énergie injectée) est souvent soulevé.

La confirmation par rescrit d'un régime d'Accise sur l'électricité spécifique n'impliquant pas la taxation de l'électricité soutirée aux fins de stockage (Accise limitée à la consommation de l'électricité de la centrale) pourrait être favorable aux projets de stockage.

De même, concernant une éventuelle exonération d'IFER. Pareillement, une fiscalité locale (TF CFE) pourrait être optimisée grâce à l'exonération des capex techniques qui peuvent potentiellement englober les containers de batteries (confirmation au cas par cas).

Il convient enfin de noter une évolution récente avec l'introduction dans le Turpe 7 d'une composante tarifaire optionnelle transitoire pour les sites d'injection-soutirage en vue de favoriser un fonctionnement contracyclique réservé pour le moment à certaines zones.

CONTRIBUTION POLOGNE



Maciej Szambelańczyk,
Associé Co-directeur de la
pratique énergie



Agata Fabiańczuk,
Avocate spécialisée en
droit de l'énergie



Katarzyna Paździorko,
Avocate



1. Chiffres clés du développement du stockage de l'énergie (batterie)

En Pologne, à la suite des enchères principales pour 2021–2028 et des enchères supplémentaires pour 2012–2025, des contrats ont été conclus pour des stockages d'énergie d'une **capacité totale de 9,5 GW, dont 7,1 GW sont des unités existantes, 0,5 GW des unités modernisées et 1,9 GW de nouvelles unités qui seront construites à la suite de contrats conclus avec l'opérateur du marché de la capacité.** Tous les systèmes de stockage d'énergie existants et modernisés appartiennent à la catégorie des systèmes de pompage-turbinage ou des systèmes de pompage-turbinage avec afflux naturel. Avant 2021, les deux types de pompage-turbinage fonctionnaient par le biais d'une licence délivrée par le Président de l'Office de Régulation de l'Énergie pour produire de l'électricité. Actuellement, les centrales de pompage-turbinage disposent d'une licence pour le stockage de l'énergie, tandis que les centrales de pompage-turbinage avec apport naturel disposent des deux types de licence. Les nouvelles unités qui apparaîtront à la suite des enchères primaires de 2027–2028 offrent un stockage d'énergie avec une technologie de batterie électrochimique[21].

[21] Stockage de l'électricité, Autorité de Régulation de l'Énergie, p.6, lien : https://www.google.com/urlsa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiUmlE20LuMAxUjQ_EDHYvDFzIQANegQIIIRAG&url=https%3A%2F%2Fwww.ure.gov.pl%2Fdownload%2F9%2F14751%2FRaportmagazynyenergii.pdf&usq=AOvVaw1HqZbR3w2zDbQ4LQNeGbgS&opi=89978449

CONTRIBUTION POLOGNE

La figure 1 ci-dessous montre la part de la capacité contractée par les systèmes de stockage d'énergie à la suite des enchères principales pour 2021–2028 et des enchères supplémentaires pour 2021–2025, ventilée par pompage et batteries électrochimiques, ainsi que le pourcentage total de la capacité de stockage d'énergie dans la capacité contractée pour chaque année, en tenant compte des contrats pluriannuels et de la moyenne des résultats des enchères trimestrielles.

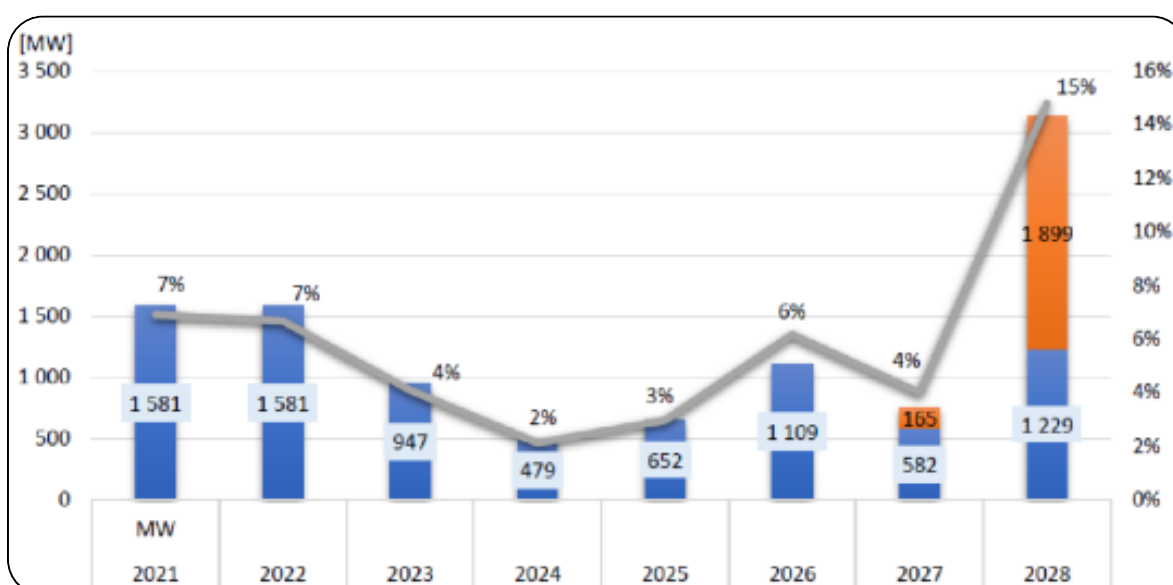


Figure1 Capacité contractée par le stockage d'énergie dans les principales enchères pour 2021-2028 ; Bleu : Centrales de pompage-turbinage ; Orange : Batteries[22]

Il convient de noter que malgré l'existence du marché de l'électricité (capacité) en Pologne depuis plusieurs années, ce n'est qu'en 2022, lors des enchères pour la période de livraison 2027, que les unités de stockage d'énergie ont participé pour la première fois. Cinq unités d'une capacité totale d'environ 165 MW[23] ont fait l'objet d'un contrat.

[22] Stockage de l'Électricité, Autorité de Régulation de l'Énergie, p.6, lien :

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiUmLe20LuMAXUjQ_EDHYvDFzIQ-tANegQIIIRAG&url=https%3A%2F%2Fwww.ure.gov.pl%2Fdownload%2F9%2F14751%2FRaportmagazynyenergii.pdf&usg=AOvVaw1HqZbR3w2zDbQ4LQNeGbgS&opi=

[23] Les résultats des ventes aux enchères sont publiés sur le site web du PSE : <https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wyniki+aukcji+g%C5%82%C3%B3wnej+na+rok+dostaw+2027>, et un résumé de la 7e vente aux enchères avec des informations sur les gagnants dans la catégorie stockage est disponible à l'adresse suivante : <https://www.forum-energii.eu/wnioski-z-7-aukcji-rynek-mocy-czysty-ale-bilans-kse-pozostaje-wyzwaniem>

CONTRIBUTION POLOGNE

En revanche, la capacité totale contractée lors de la principale vente aux enchères pour le stockage de l'énergie en 2023 était de 1.734 MW, soit plus de dix fois plus qu'en 2022[24] et 8.054 MW pour l'année de livraison 2029[25]. Le stockage d'énergie à base de batteries a contracté une capacité d'environ 2,5 GW lors de la vente aux enchères de 2024[26].

2. Mécanismes du marché, coûts réglementaires et rentabilité

Les réglementations polonaises concernant le stockage de l'énergie se trouvent principalement dans la Loi du 10 avril 1997 - Loi sur l'Énergie (ci-après « **LE** » ou « **Loi sur l'Énergie** »), qui constitue l'acte juridique de base régissant les principes d'élaboration de la politique énergétique de l'État. Cette loi définit les normes, les conditions d'approvisionnement et d'utilisation des combustibles et de l'énergie, ainsi que la base des activités des entreprises énergétiques. La loi a été largement modifiée en 2021[27], dans le but, entre autres, d'éliminer les obstacles au développement des installations de stockage d'énergie en Pologne et de réglementer leur fonctionnement d'une manière compréhensible. Des dispositions individuelles dédiées au stockage de l'énergie peuvent également être trouvées dans la Loi du 20 février 2015 sur les Sources d'Énergie Renouvelables (ci-après « **SERA** »), qui réglemente l'exploitation et le soutien des sources d'énergie renouvelables (« **SER** »).

[24] Stockage de l'électricité, Autorité de Régulation de l'Énergie, p. 7, lien : https://www.google.com/urlsa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiUmLe20LuMAxUjQ_EDHYvDFzIQ4tANegQIIIRAG&url=https%3A%2F%2Fwww.ure.gov.pl%2Fdownload%2F9%2F14751%2FRaportmagazynyenergii.pdf&usg=AOvVaw1HqZbR3w2zDbQ4LQNeGbgS&opi=89978449.

[25] Marché de l'électricité 2024 : une vague de stockage de l'énergie et un petit substitut au gaz, lien : <https://wysokienapiecie.pl/106708-rynek-mocy-2024-fala-magazynow-energii-i-mala-namiastka-gazu/>

[26] Marché de l'électricité 2024 : une vague de stockage de l'énergie et un petit substitut au gaz, lien : <https://wysokienapiecie.pl/106708-rynek-mocy-2024-fala-magazynow-energii-i-mala-namiastka-gazu/>.

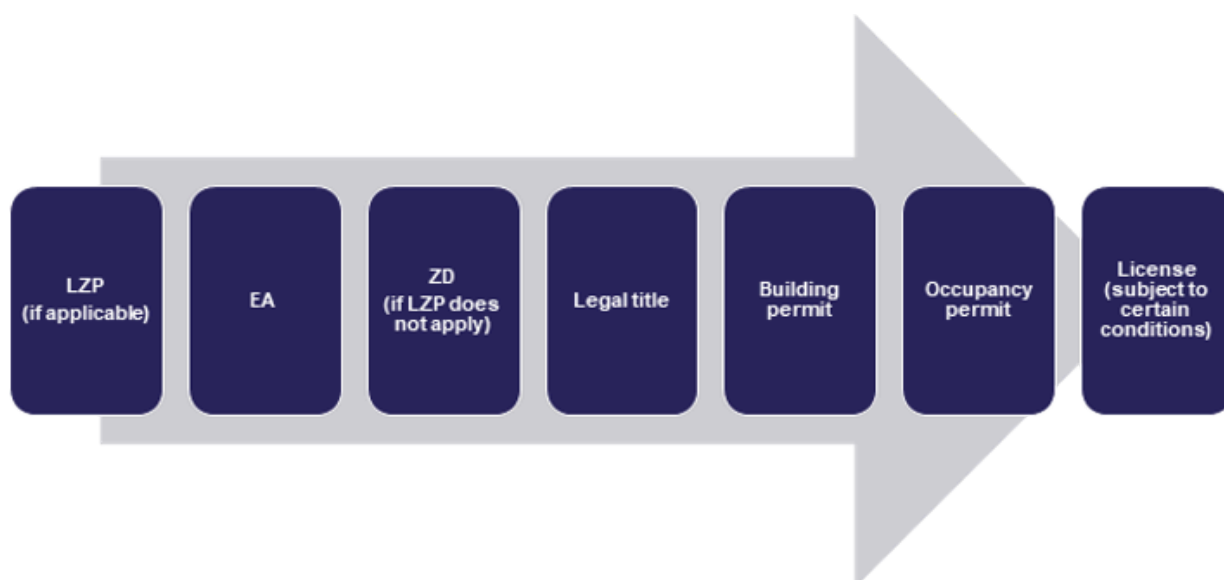
[27] Loi du 20 mai 2021 portant modification de la Loi sur l'Énergie et de certaines autres lois (Journal Officiel de 2021, point 1093).

CONTRIBUTION POLOGNE

2.1 Processus d'investissement dans le stockage de l'énergie

Le processus d'obtention des permis pour la construction de systèmes de stockage d'énergie en Pologne peut être divisé en plusieurs phases

1. L'obtention d'une décision environnementale (ci-après « **DE** »),
2. Le zonage - au moyen d'un plan d'aménagement local (ci-après « **PAL** ») ou d'une décision de zonage (ci-après « **DZ** »),
3. L'obtention du titre de propriété,
4. L'obtention d'un permis de construire,
5. L'obtention d'un permis d'occupation,
6. L'obtention d'une licence (sous certaines conditions).



Tout d'abord, le futur investisseur doit obtenir la **décision sur les conditions environnementales de l'approbation de mise en œuvre d'un projet (DE)**, qui détermine l'emplacement exact du projet et de tous ses éléments, ainsi que les conditions d'utilisation du terrain au stade de la mise en œuvre et de l'exploitation du projet, en accordant une attention particulière à la protection de l'environnement et à la réduction des impacts négatifs sur les terres avoisinantes. **L'obtention d'un DE permet de demander une décision de zonage et un permis de construire.** Il est donc important que tous les éléments de l'investissement soient définis avec précision dans la demande de décision environnementale.

CONTRIBUTION POLOGNE

Il convient de souligner que la propriété sur laquelle l'investissement est prévu peut être couverte par **un plan de zonage local**. Les PZL sont adoptés par des résolutions des conseils communaux. Les PZL doivent décrire en détail les conditions de zonage pour le développement d'une zone. L'investisseur est tenu de planifier le développement futur conformément aux dispositions du PZL.

La deuxième étape des projets de développement des SER (et de stockage de l'énergie) consiste à obtenir le titre de propriété. La norme du marché veut que l'investisseur ne soit pas propriétaire du bien sur lequel le projet doit être mis en œuvre, mais qu'il obtienne le droit d'utiliser le bien auprès de ses propriétaires.

Ensuite, avant de commencer les travaux de construction, l'investisseur doit obtenir un permis de construire. La loi Polonaise actuelle sur la construction ne prévoit pas de règles particulières pour la construction d'installations de stockage d'énergie. En pratique, cela signifie que les installations de stockage d'énergie ne peuvent être construites que sur la base d'un permis de construire valide - de la même manière qu'une installation SER avec une installation de stockage d'énergie.

En outre, le projet devient opérationnel, en règle générale, après l'obtention du permis d'occupation approprié. Dans le cas de projets plus modestes (qui n'ont pas nécessité la délivrance d'un permis de construire), il suffit à l'investisseur de notifier les autorités compétentes de l'achèvement des travaux de construction (à condition que les autorités ne soulèvent pas d'objections en temps utile).

Ensuite, il est nécessaire d'obtenir une base appropriée, permettant l'exploitation d'une entreprise de stockage d'énergie, donc alternativement :

1. Licence pour le stockage de l'énergie - une licence est requise pour le stockage de l'électricité dans des installations de stockage d'une capacité électrique totale installée supérieure à 10 MW [28] ;

[28] Article 34 de la loi LE.

2. Inscription au registre des installations de stockage d'énergie (« RISE ») [29] – Les installations de stockage d'énergie d'une capacité installée totale supérieure à 50 kW sont soumises à l'obligation d'enregistrement.

2.2. Coûts réglementaires

En ce qui concerne les coûts réglementaires pour les entreprises de stockage d'énergie, il convient de mentionner les éléments suivants :

- **Le coût de licence** – toutefois, seules les entités titulaires d'une licence sont tenues – pendant la durée de la licence – de payer une redevance annuelle [30]. Le montant de la redevance ne peut être inférieur à 1.000 PLN ni supérieur à 2.500.000 PLN. Le délai de calcul et de paiement de la redevance expire le 15 avril de l'année qui suit l'année pour laquelle la redevance est due (par exemple, en 2025 pour l'année 2024) ;
- **Les coûts de distribution et de transport** – inclus dans les tarifs des gestionnaires de réseaux d'électricité ;
- **Taxes** – selon la conception technique des installations de stockage d'énergie et leur connexion fonctionnelle à l'installation de production, elles peuvent être traitées différemment en vertu de la législation fiscale Polonaise. Dans la plupart des cas, elles seront imposées sous la forme d'une taxe foncière.

En outre, il convient de souligner que le stockage de l'énergie est exempté de l'obligation de préparer un tarif, ce qui permet de déterminer avec souplesse les prix des services de stockage de l'énergie.

[29] Les règles détaillées concernant le RISE se trouvent à l'Article 43g de la loi LE.

[30] Article 32, paragraphe 1, point 2, sous a), de la loi EL.

2.3. Rentabilité

La figure 2 ci-dessous montre la répartition potentielle en pourcentage des revenus provenant de l'utilisation du stockage d'énergie dans l'entreprise. Les catégories de revenus suivantes peuvent être identifiées :

- **marché de l'électricité** – 25%, le marché de capacité est un mécanisme mis en place pour prévenir les pénuries de capacité de production et pour stabiliser le système énergétique. Avec le développement des SER et le vieillissement simultané des sources conventionnelles, une solution était nécessaire pour sécuriser le marché en cas de pénurie d'énergie dans le réseau ;
- **arbitrage** – 10,52% ;
- **activation de l'aFRR** – 0,78% ;
- **réservation aFRR** – 47,92% ;
- **FCR** – 15,79%.

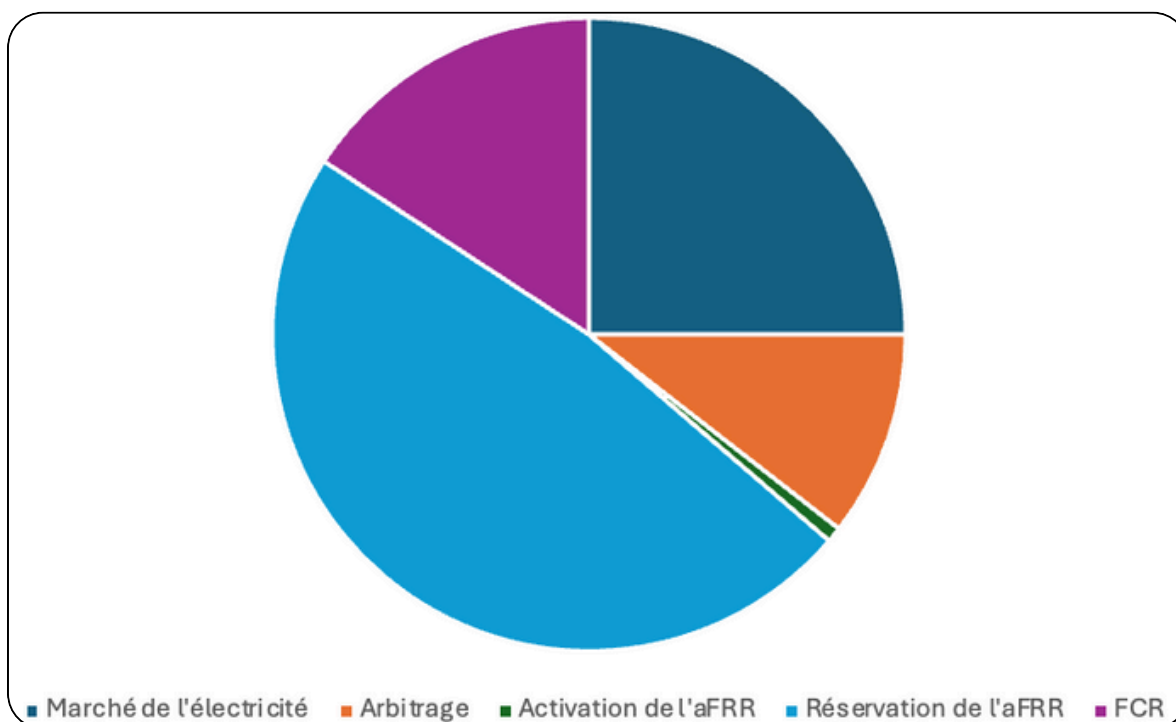


Figure 2 Répartition potentielle en pourcentage des recettes provenant de l'utilisation du stockage de l'énergie dans l'entreprise

En ce qui concerne les PPA, en revanche, aucun accord de ce type n'est conclu entre les installations de stockage d'énergie et les producteurs.

3. Gestion locale de la congestion

L'exploitation du stockage de l'énergie dépend de la coopération avec le gestionnaire du réseau de distribution local, ainsi qu'avec le gestionnaire du réseau de transport.

Les dispositions de l'article 9 quater de la loi EL imposent aux gestionnaires de réseaux de gaz (y compris les systèmes de stockage de combustibles gazeux et de liquéfaction de gaz naturel), de réseaux d'électricité et de réseaux interconnectés l'obligation d'appliquer des règles objectives et transparentes garantissant l'égalité de traitement des utilisateurs du réseau dans l'accomplissement des tâches statutaires.

Les gestionnaires de réseau ont également pour tâche d'équilibrer le réseau et de gérer sa congestion, ainsi que d'effectuer des règlements avec les utilisateurs du réseau en raison des déséquilibres entre l'énergie fournie et l'énergie prélevée sur le réseau. À cet égard, le gestionnaire de réseau de transport coopère avec les gestionnaires de réseau de distribution.

Les principes détaillés et la procédure d'introduction de restrictions à la fourniture et au prélèvement d'électricité sont définis dans le Décret du Conseil des Ministres du 8 novembre 2021 relatif aux principes détaillés et à la procédure d'introduction de restrictions à la vente de combustibles solides et à la fourniture et au prélèvement d'électricité ou de chaleur (Journal Officiel, point 2209). C'est autorisé lorsque les opérateurs ont épuisé tous les moyens disponibles pour assurer le bon fonctionnement du système électrique – avec la diligence requise. Elles s'appliquent aux clients de l'électricité dans le cadre de leur propriété, pour lesquels la capacité contractuelle totale spécifiée dans les contrats est d'au moins 300 kW. D'autre part, la protection contre les restrictions introduites s'applique à un destinataire d'électricité en ce qui concerne l'installation qu'il possède pendant toute la période pour laquelle la capacité contractuelle totale est inférieure à 300 kW, ainsi qu'en ce qui concerne les installations spécifiées dans des dispositions particulières (par exemple, les hôpitaux, les infrastructures critiques). La planification de l'introduction des restrictions se fait au moyen d'un plan spécial élaboré par le gestionnaire du réseau de transport, qui doit être approuvé par le Président de l'ERO avant le 31 mai d'une année donnée.

4. Aide d'État ou objectif

4.1. Objectifs de l'État

Dans le Plan National pour l'Énergie et le Climat 2021–2030 [31] et la Politique Énergétique Polonaise de 2021 à 2040 [32], les investissements dans le stockage de l'énergie sont considérés comme des investissements stratégiques importants devant être financés par des fonds nationaux et Européens. Le législateur polonais ne fournit pas de buts ou d'objectifs spécifiques à cette déclaration.

En ce qui concerne les aides d'État, la réglementation Polonaise ne prévoit pas non plus de règles d'aide spécifiques pour le stockage de l'énergie. Toutefois, compte tenu du fait qu'une installation de stockage d'énergie peut faire partie d'une installation SER, les règles générales d'aide ne s'appliqueront au stockage d'énergie que dans la mesure où ce stockage fait partie d'une installation SER participant au régime d'aide correspondant. En outre, le stockage de l'énergie prélevée sur le réseau par une installation de stockage d'énergie faisant partie d'une installation SER ou d'une installation SER hybride n'affecte pas l'éligibilité aux certificats d'origine ou aux garanties d'origine, pour autant que certaines conditions soient remplies.

4.2. Marché Polonais de l'Électricité (capacité)

Dans ce contexte, il convient également de mentionner le Marché Polonais de l'Électricité (« **MPE** ») qui est - comme décrit ci-dessus – un mécanisme mis en place pour prévenir les pénuries d'électricité dans les sources de production et pour stabiliser le système énergétique. Avec le développement des installations SER et le vieillissement des sources conventionnelles, il était nécessaire de trouver une solution pour protéger le marché en cas de pénurie d'énergie dans le réseau. Cela a conduit à la mise en place d'un marché de l'énergie à deux niveaux, où, en plus du commerce de l'électricité, des transactions pour l'achat et la vente de la disponibilité à fournir de l'énergie au réseau auraient également lieu. Ces transactions ont lieu sur les marchés de l'électricité.

[31] Plan National de l'Énergie et du Climat 2021– 2030, lien : <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r>.
[32] Politique énergétique polonaise de 2021 à 2040, lien : <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

CONTRIBUTION POLOGNE

Le mécanisme de fonctionnement et les règles d'organisation du Marché de l'Électricité ont été introduits dans le système juridique Polonais avec la promulgation de la Loi du 8 décembre 2017 [33] sur le marché de l'électricité (« **ME** »). À cette occasion, un nouveau service a été introduit, qui constitue effectivement la base de son fonctionnement - l'obligation de capacité, composée de :

- être prêt à fournir de l'énergie électrique au réseau de transport et à l'obligation ;
- fournir une capacité spécifiée au système pendant les périodes d'éventuelles pénuries d'électricité.

Afin de sélectionner les entités qui seront tenues d'assumer la responsabilité en termes de capacité, le législateur a introduit des mécanismes de vente aux enchères consistant en plusieurs tours avec des prix décroissants. L'entité responsable du fonctionnement et de l'organisation du marché des capacités est le TSO - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Les informations susmentionnées doivent être prises en compte en ce qui concerne les installations de stockage d'énergie et leur participation au ME. En général, les participants au ME sont les suivants : Les TSO, les DSO, un administrateur de règlement, un propriétaire d'une unité physique (« **UP** »), ou une entité autorisée par eux, et un fournisseur de capacité. Le fournisseur de capacité est considéré comme le propriétaire d'une unité de marché de l'électricité (« **UME** ») et est le propriétaire des UP formant l'UME ou une entité autorisée par les propriétaires de ces UP à les exploiter sur le marché de l'électricité.

Selon le ME, une UME se compose notamment [34] d'une Unité de Marché de Production - une unité physique de production [35] ou un groupe d'unités de ce type qui a obtenu un certificat pour les ventes aux enchères de capacité.

[33] Journal Officiel de 2021, article 1854, tel que modifié, ci-après dénommé "CPA".

[34] D'autres CMU sont également identifiées. Elles ne couvrent cependant pas les installations de stockage d'énergie.

[35] Une unité physique qui est une unité de production telle que visée à l'Article 3, paragraphe 43, de la Loi sur l'Énergie ou une installation de stockage d'électricité.

CONTRIBUTION POLOGNE

En d'autres termes, une Unité de Marché de Production est une unité constituée d'un ensemble distinct d'équipements appartenant à une entreprise énergétique et utilisée pour produire de l'énergie et fournir de la capacité, ou une **installation de stockage d'énergie** (ou un groupe d'unités de ce type) qui a été certifiée pour les ventes aux enchères de capacité. **Les installations de stockage d'énergie peuvent donc participer aux enchères d'électricité.**

Le processus détaillé de participation aux enchères du marché de l'électricité ainsi que les paramètres techniques des installations de stockage de l'électricité sont spécifiés dans les Règles du Marché de l'Électricité publiées par le PSE [36].

4.3. Taxation des installations de stockage d'énergie

En ce qui concerne la taxation des installations de stockage d'énergie, une nouvelle loi doit être mentionnée. La récente modification de la Loi sur les Taxes et Redevances Locales, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2025, a introduit des changements qui ont influencé la classification des installations de stockage d'énergie dans le contexte de l'applicabilité de l'impôt foncier.

Dans la réglementation Polonaise, une centrale éolienne, une centrale nucléaire et une centrale photovoltaïque, une centrale de biogaz, une centrale de biogaz agricole et une installation de stockage d'énergie ne constituent les installations susmentionnées que dans la mesure où leurs parties de construction sont concernées. Par conséquent, dans le cas d'une installation de stockage par batterie « typique » (installations de stockage d'électricité de type conteneur montées sur des fondations), seules les fondations pourraient être considérées comme une structure et donc être soumises à la taxe. L'objectif de la nouvelle législation était de lever les ambiguïtés d'interprétation tout en réduisant le champ d'application de la taxation de ces structures. Toutefois, il convient de noter que cela introduit la nécessité de séparer avec précision la valeur des parties de la structure des autres éléments, ce qui peut s'avérer difficile.

[36] <https://www.pse.pl/regulamin-rynku-mocy> La version actuelle de la CMR n'est disponible qu'en polonais, mais une version anglaise datée du 10 novembre 2022 est disponible sur le site web du PSE : https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Capacity_Market_Rules_2021.pdf

CONTRIBUTION POLOGNE

Étant donné que la question de l'imposition des installations de stockage d'électricité au moyen de la taxe foncière en Pologne est relativement nouvelle, une analyse détaillée est nécessaire dans chaque cas, en tenant compte des circonstances factuelles spécifiques et de la construction particulière de ces installations de stockage.

5. Business models pour le stockage

Le financement des investissements dans les installations de stockage d'énergie peut comprendre des fonds privés (par exemple, des prêts bancaires) et des fonds publics. Les investissements dans le stockage de l'énergie bénéficient d'un soutien financier important grâce à un nouveau programme de subventions. En ce qui concerne le financement public, un appel à candidatures a été lancé récemment, permettant aux entrepreneurs de réduire considérablement les coûts de mise en œuvre des projets de stockage d'énergie modernes.

Dans le cas décrit, l'État organise des appels publics pour des projets d'installations de stockage d'électricité. C'est ainsi que le Fonds National pour la Protection de l'Environnement et la Gestion de l'Eau a récemment lancé un appel de ce type [37]. Le financement du programme prioritaire de plus de 4 milliards de PLN a été assuré par le Fonds de Modernisation. L'appel à candidatures pour le programme intitulé "Installations de stockage d'électricité et infrastructures connexes pour l'amélioration de la stabilité du réseau électrique Polonais" se déroulera du 4 avril au 30 mai 2025.

Le programme vise à améliorer la stabilité du fonctionnement du Réseau Électrique National et la sécurité énergétique du pays en général.

En Pologne, les modèles commerciaux impliquant des investissements dans des systèmes de stockage d'énergie autonomes et des systèmes de stockage intégrés à des installations photovoltaïques ou à d'autres sources d'énergie renouvelables (par exemple, un parc éolien) sont populaires.

Les installations photovoltaïques peuvent fonctionner pendant les mois d'été, tandis que le stockage de l'énergie permet un fonctionnement optimisé. Cette solution est également très prisée par les communautés locales qui forment ce que l'on appelle une « grappe énergétique ». Il s'agit d'un accord entre des entités qui opèrent localement dans la production, la distribution, le stockage et la vente d'énergie.

[37] L'appel à candidatures pour le financement d'installations de stockage d'énergie avec un budget de 4 milliards de PLN est lancé, lien : <https://www.gov.pl/web/nfosiaw/rusza-nabor-wnioskow-na-dofinansowanie-magazynow-energii-z-budzetem-4-mld-zl>.

CONTRIBUTION POLOGNE

L'objectif de la grappe est d'accroître la sécurité énergétique, d'améliorer l'environnement et de renforcer l'économie locale. À cet égard, l'avenir des groupements énergétiques pourrait résider dans la stabilisation automatique de la fréquence, connue sous le nom de régulation secondaire (aFRR), qui, comme nous l'avons vu plus haut, fonctionne déjà en Pologne.

Un autre modèle commercial est l'arbitrage des prix, qui consiste souvent à lisser le profil de la demande d'électricité en réduisant les pics de charge de la centrale photovoltaïque, ce que l'on appelle « l'écèlement des pointes ».

6. Orientations futures et implications juridiques

Le développement du stockage de l'énergie en Pologne dépend largement de l'adaptation de la réglementation et de la technologie aux besoins d'un marché dynamique. Il est important de souligner que la modification de la loi est un pas dans la bonne direction, qui déblocuera une partie du marché et permettra une utilisation plus large du stockage de l'énergie. La poursuite des travaux sur la simplification des procédures et le développement de modèles commerciaux basés sur les nouvelles technologies sera d'une importance vitale.

Une solution potentielle est l'introduction d'agrégateurs qui gèreraient une partie de la capacité de stockage pour stabiliser le système électrique. Le consommateur pourrait recevoir des avantages financiers en retour, ce qui augmenterait encore l'attrait de l'investissement.

En outre, le Ministère Polonais du Climat et de l'Environnement prépare des programmes de subvention pour les grandes installations de stockage d'énergie, ce qui pourrait encourager les entreprises à forte consommation d'énergie à investir dans ces technologies. L'un des principaux changements actuellement à l'étude est également une procédure simplifiée pour le raccordement des installations de stockage en tant que composants neutres en énergie du système [38].

[38] Stockage de l'énergie : principaux développements réglementaires et perspectives du marché, lien : <https://globenergia.pl/magazyny-energii-kluczowe-zmiany-w-przepisach-i-perspektywy-rynku/>

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS



Peter Dilks, Associé en énergies renouvelables



Isaac Murdy, Avocat spécialisé en droit de l'énergie



David Houston, Responsable des services d'information

1. Chiffres clés du développement du stockage d'énergie (batteries)

Quelle est la capacité de stockage actuellement installée dans le pays ?
Quelle est la capacité de stockage en cours d'installation ? Comment se compare-t-elle aux chiffres de l'année dernière, d'il y a cinq ans, et quelles sont les projections pour les 5 ou 10 prochaines années ?

RenewableUK. Décembre 2024

Actuellement, 2469 projets de stockage d'énergie sont suivis dans la base de données EnergyPulse (y compris les projets inactifs, en date du 18/11/2024), couvrant des détails tels que la capacité du projet, le stade de développement, le développeur et la propriété, la localisation et bien plus encore.

The UK battery storage pipeline at a glance



1659 active UK battery storage projects



5,013MW total operational capacity



127,404MW in the pipeline



960.9MW capacity commissioned in 2024 to date

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

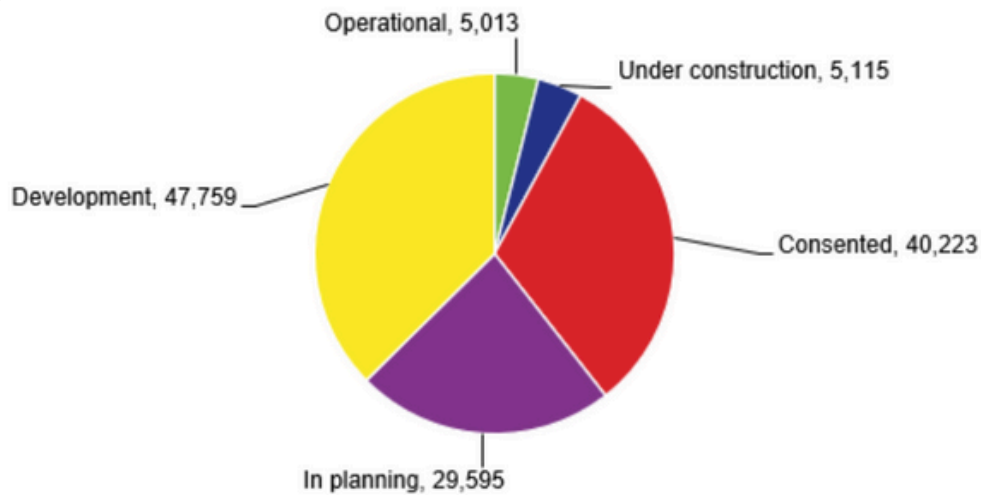


Figure 1: UK battery pipeline capacity (MW) by project status

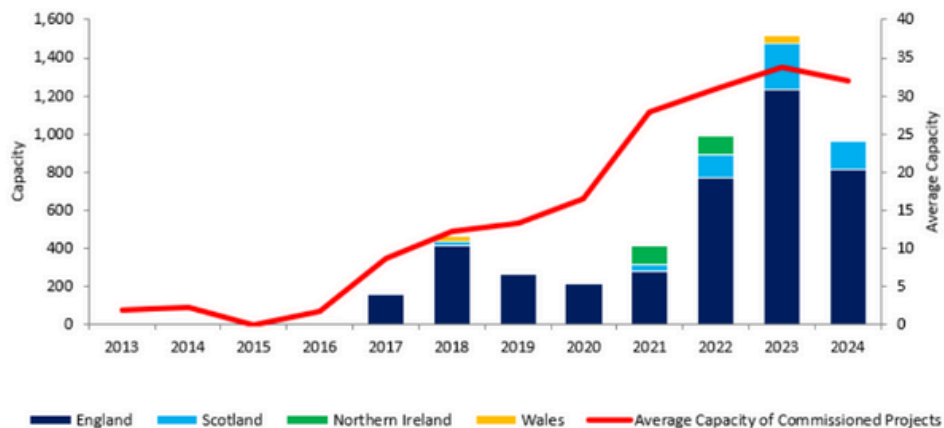


Figure 2: Capacity commissioned by country (MW) and average capacity per project (MW)

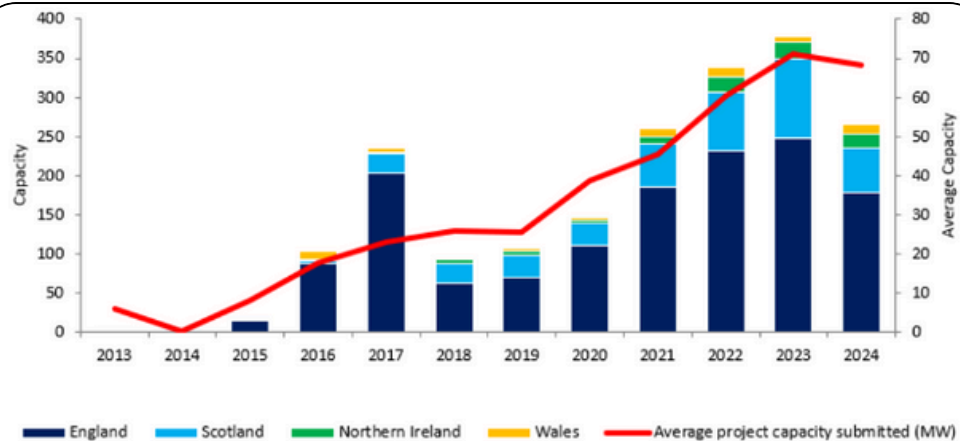


Figure 3: Battery planning applications by country (MW) and average capacity per project submitted (MW)

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

File d'attente de raccordement des systèmes de stockage par batterie : le double de la capacité requise par le réseau pour 2030 - Fév 2025.
Cornwall Insight

De nouvelles données révèlent que la file d'attente pour les systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) cherchant à se raccorder au réseau d'ici 2030 a bondi pour atteindre plus du double de la capacité requise prévue par le réseau.

Le Plan d'action Clean Power 2030 du Gouvernement fixe les fourchettes de capacité cible pour des technologies spécifiques. La phase 1 définit la fourchette de capacité cible pour 2030, indiquant que la capacité requise pour les BESS sera de [27GW], répartie entre les niveaux de distribution et de transport. La phase 2, quant à elle, offre une perspective de 10 ans jusqu'en 2035, avec une capacité maximale de [29GW], cette augmentation étant réservée exclusivement au niveau de la distribution.

Plus précisément, la file d'attente de raccordement pour les BESS à l'horizon 2030 s'élève à [61GW], soit plus du double de la fourchette de capacité cible correspondante, tandis que la file d'attente pour 2035 atteint [129GW], soit plus de quadruple de ce qui est requis à ce moment-là.

Si une installation ne peut pas se raccorder au réseau, elle ne peut tout simplement pas contribuer.

Quel pourcentage de la flexibilité est représenté par le stockage par batterie, et comment ce pourcentage devrait-il évoluer ?

En février 2025, l'Imperial Policy Forum a organisé une table ronde sur le rôle de la technologie des batteries dans la mission britannique d'énergie propre, réunissant des experts du gouvernement, de l'industrie et du monde universitaire. Juliette Sanders d'Energy UK a détaillé comment les avancées dans le stockage par batterie ont conduit à des réductions substantielles de coûts (jusqu'à 90 %) et permettent des augmentations significatives de la capacité déployée. Elle a souligné l'importance de la flexibilité du réseau pour équilibrer l'intermittence des énergies renouvelables, en présentant les batteries et la gestion de la demande comme des éléments clés pour permettre la réalisation de la mission du gouvernement en matière d'énergie propre.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

En décembre 2024, le Gouvernement a publié son Plan d'Action pour l'énergie propre à l'horizon 2030. Ce plan d'action établit une voie vers un système électrique propre d'ici 2030 [39].

Le rapport note leurs ambitions élevées : 43-50 GW d'éolien offshore, 27-29 GW d'éolien terrestre et 45-47 GW d'énergie solaire, réduisant considérablement la dépendance aux combustibles fossiles. Ces installations seront complétées par une capacité flexible, comprenant 23-27 GW de capacité de batteries.

La "Fourchette de Capacité d'Énergie Propre" est fournie dans le Tableau 1. Les batteries devraient jouer le rôle principal dans la fourniture de flexibilité au réseau britannique. Le Plan d'Action pour l'énergie propre à l'horizon 2030 prévoit une multiplication par six de BESS, passant de 4,5 GW en 2024 à 23-27 GW d'ici 2030.

Table 1: Installed capacity in 2030 in the NESO 'Further Flex and Renewables' and 'New Dispatch' scenarios, and the DESNZ 'Clean Power Capacity Range', compared to current installed capacity (GW)				
Technology	Current installed capacity ²⁰	NESO 'Further Flex and Renewables' Scenario	NESO 'New Dispatch' Scenario	DESNZ 'Clean Power Capacity Range' ²¹

Le projet actuel laisse penser que l'atteinte de l'objectif national est possible. Début mars 2025, la capacité installée avait déjà augmenté de 1 GW par rapport aux 4,5 GW mentionnés dans le Plan d'action pour le climat, selon l'Inventaire européen du stockage d'énergie récemment lancé par la Commission européenne.

[39] <https://www.gov.uk/government/publications/clean-power-2030-action-plan>

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Quelles sont les caractéristiques des dispositifs de stockage d'énergie (capacité, durée...) déployés dans le pays ?

Les systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) présentent plusieurs caractéristiques clés :

(voir : *Flex Power*)

Capacité énergétique – La capacité d'une batterie correspond à la quantité d'énergie utilisable qu'elle peut stocker.

Puissance de sortie – La puissance d'une batterie représente la vitesse à laquelle elle peut libérer l'énergie stockée.

Taux de charge (C-rate) – Le taux C indique le temps nécessaire pour charger ou décharger complètement une batterie.

Durée de vie – Selon une norme industrielle courante, un BESS est considéré en fin de vie lorsque sa capacité de charge réelle tombe en dessous de 80 % de sa capacité nominale d'origine.

Taux d'autodécharge – Taux auquel une batterie perd sa charge lorsqu'elle n'est pas utilisée.

Plage de température – La température de fonctionnement optimale pour la majorité des BESS se situe autour de 20 °C.

Les batteries sont particulièrement adaptées aux besoins en énergie de courte durée. Cela signifie qu'elles peuvent fournir au réseau des pics d'énergie pendant plusieurs heures. En général, elles ne sont utilisées que pour des durées limitées, car elles sont relativement coûteuses à installer, bien qu'elles soient efficaces sur le plan énergétique (peu de perte de charge pendant les cycles de charge/décharge) [40].

Actuellement, les batteries lithium-ion sont les systèmes de stockage par batterie les plus répandus au Royaume-Uni. Les deux principaux types utilisés sont le phosphate de fer lithié et le nickel-manganèse-cobalt. La Faraday Institution estime qu'environ 60 % des BESS lithium-ion sur le marché britannique en 2022 étaient basés sur le phosphate de fer lithié, en raison de leur coût plus faible et de leur meilleure efficacité.

[40] [Battery energy storage systems. House of Commons Research Briefing, April 2024.](#)



CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

L'installation d'un BESS à l'échelle du réseau nécessite une autorisation d'urbanisme. L'aménagement du territoire étant une compétence dévolue, les règles de décision en matière de permis varient à travers le Royaume-Uni.

En règle générale, les opérateurs de BESS ayant une capacité nette supérieure à 100 MW doivent détenir une licence de production d'électricité. Les opérateurs dont les BESS ont une capacité nette inférieure à 100 MW et ne dépassent jamais 50 MW de puissance sont probablement exemptés de cette obligation.

Bien que les incidents de sécurité liés aux BESS soient rares, une préoccupation fréquente concerne le risque d'incendie, notamment avec les batteries lithium-ion. Un seul incident de ce type a été recensé au Royaume-Uni. Une étude commandée par le gouvernement note que certaines batteries utilisées dans les BESS sont des "batteries de seconde vie" qui ont été précédemment utilisées dans des véhicules électriques. L'étude souligne que ces batteries pourraient présenter un risque accru par rapport à des batteries neuves, car elles peuvent avoir subi des dommages ou contenir des cellules provenant de sources diverses, ce qui peut entraîner une défaillance électrique.

Il n'existe pas de législation spécifique sur la sécurité incendie des BESS. Les batteries individuelles peuvent être soumises à des réglementations générales sur la sécurité des produits, et les installations à l'échelle du réseau peuvent devoir se conformer aux exigences énoncées dans l'ordonnance sur la sécurité incendie de 2005 (qui régit la sécurité incendie des locaux pendant leur fonctionnement et leur utilisation). Il n'existe aucune directive du gouvernement ou organismes de réglementation précisant si les exigences de sécurité incendie établies dans les réglementations de construction (qui régissent la sécurité incendie des bâtiments pendant la construction) s'appliquent aux systèmes BESS à l'échelle du réseau.

Enfin, les obstacles au développement des BESS au Royaume-Uni incluent un manque de capacité nationale de production de batteries et la dépendance du Royaume-Uni vis-à-vis des marchés internationaux pour les minéraux critiques utilisés dans les batteries (comme le lithium). Le développement peut également être entravé par le coût d'établissement des BESS et les retards dans les raccordements au réseau.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

La solution de stockage est-elle développée en tant que solution autonome ? En tant que solution hybride avec les énergies renouvelables ? Avec des consommateurs à faibles émissions de carbone ? Avec la mobilité électrique ?

Actuellement, le stockage par batterie est la technologie centrale qui favorise la co-localisation de différents types de technologies grâce à sa scalabilité. Cependant, l'association avec le solaire, l'hydrogène vert ou d'autres technologies de stockage d'électricité à plus longue durée suscite un intérêt croissant dans l'industrie. La co-localisation du solaire avec le stockage par batterie peut entraîner une réduction de 50 % des coûts de la balance système de la batterie (fondations partagées, voies d'accès, etc.) et des coûts fixes (exploitation et maintenance, location de terrain, taxes d'activité, etc.) grâce à l'utilisation d'un point de raccordement au réseau partagé [41].

En 2022, environ 80–85 % des revenus du stockage par batterie provenaient des services auxiliaires. Toutefois, l'industrie prévoit que la répartition des revenus du stockage par batterie évoluera progressivement vers l'équilibrage et le trading de gros. Pour cette application, un actif hybride pourrait présenter un avantage par rapport à un actif autonome qui devra encore se recharger à partir du réseau.

Un nombre croissant de développeurs annoncent le financement réussi de leurs projets de stockage par batterie co-localisés. L'intégration des actifs de BESS sur un même site permet aux porteurs de projets de profiter des fluctuations intrajournalières des prix de l'énergie afin de maximiser les profits générés par ces actifs et de diversifier les sources de revenus du projet pour augmenter les rendements. Cela peut être réalisé, car le BESS permet de stocker l'énergie excédentaire lors des périodes de faible demande relative à l'actif de production principal, puis de la libérer sur le réseau lors des périodes de forte demande (et à des tarifs plus élevés) [42].

Le BESS peut également fonctionner de manière totalement indépendante de l'actif de production principal (comme s'il s'agissait d'un BESS autonome).

[41] [Renewable UK. Making the most of renewables: the role of onshore co-location in accelerating an integrated energy system. April 2024](#)

[42] [Lexis Co-located Battery Storage Projects: Key Considerations for Project Finance](#)

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Au Royaume-Uni, les projets solaires autonomes sont souvent pertinents malgré les contraintes du réseau, mais la plupart des développeurs se tournent vers la co-localisation du stockage pour maximiser la valeur. La majorité des financeurs comprennent le désir de co-localiser rétroactivement les BESS avec des projets solaires, et il existe ainsi un pipeline de projets en cours de développement à cet effet.

Lors du récent Sommet sur le stockage d'énergie organisé par Solar Media, il a été affirmé que les BESS en co-localisation ou autonomes constituent tous deux de bonnes couvertures dans le cadre d'un modèle de prix de l'électricité centralisé et unique.

Quel pourcentage de la capacité de stockage d'énergie est vendu sur le marché ?

Le rapport Modo Energy GB battery energy storage markets: 2024 year in review [43] de la plateforme d'analyse de marché Modo Energy indique que :

- la capacité totale des batteries en Grande-Bretagne a atteint 4,7 GW à la fin de l'année 2024, avec 1 GW de nouvelle capacité mise en service. Cela marque un virage vers des batteries de plus longue durée — 67 % des nouvelles installations ont une durée de deux heures ;
- les revenus des batteries ont plus que doublé par rapport au creux enregistré en début d'année, passant de 36 600 £/MW/an en janvier à 83 700 £/MW/an en décembre. Cette hausse est due aux fluctuations de la production éolienne et à une participation croissante au Balancing Mechanism (mécanisme d'équilibrage du réseau) ;
- l'arrivée de nouveaux acteurs et de nouveaux services a transformé le paysage des revenus : 12 nouveaux propriétaires de batteries et 8 nouveaux optimisateurs sont entrés sur le marché, accompagnés par l'introduction des services Quick Reserve et Balancing Reserve.

[43] [Modo Energy GB battery energy storage markets: 2024 year in review](#)

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

De nouvelles données de l'analyste de marché Cornwall Insight révèlent que les revenus moyens des BESS ont quadruplé au cours de l'année passée, dont la moitié de cette hausse depuis décembre 2024. Cornwall Insight attribue cette croissance principalement à l'introduction, en novembre 2024, du nouveau service de gestion de la fréquence Quick Reserve du National Energy System Operator (NESO) - new Quick Reserve frequency management service in November 2024 [44].

Les chiffres les plus récents montrent une baisse :

- les revenus mensuels issus du stockage d'énergie par batterie en Grande-Bretagne ont diminué de 13 % entre janvier et février ;
- cependant, les revenus issus du Balancing Mechanism ont atteint leur plus haut niveau historique, atteignant en moyenne 27 000 £/MW/an ;
- les revenus sur le marché de gros ont chuté de manière spectaculaire de 28 000 £/MW/an, atteignant leur niveau le plus bas depuis juin 2023 — annulant largement les gains issus du Balancing Mechanism.

2. Mécanismes de marché et rentabilité

Quelles sont les principales sources de revenus du stockage ? Les mécanismes de marché offrent-ils des garanties de revenus (par exemple, des contrats à long terme) ?

Marchés de capacité

Il s'agit de la source de revenu la plus simple. Dans ce mécanisme, les projets BESS peuvent participer aux enchères des marchés de capacité, en proposant de fournir une capacité de génération de secours au réseau électrique si nécessaire. Cela signifie que les fournisseurs de capacité sont rémunérés chaque mois pour rester en veille, même s'ils ne sont pas sollicités. S'ils sont appelés, ils ne sont pas payés pour l'énergie qu'ils livrent. Il existe deux types d'enchères sur le marché de capacité : les enchères « T-4 » et « T-1 ». La T-4 est organisée quatre ans avant l'année concernée durant laquelle la capacité doit être disponible, tandis que la T-1 sert de complément pour l'année à venir. La majorité des volumes sont attribués lors des enchères T-4, avec des contrats qui durent généralement un an.

[44] [new Quick Reserve frequency management service in November 2024.](#)

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Cependant, en cas de construction de nouvelles capacités de production, il est possible de remporter des contrats à long terme allant jusqu'à 15 ans (uniquement dans les enchères T-4).

L'enchère du marché de capacité T-1 pour 2025/26 s'est conclue avec un prix de compensation de £20/kW/an, le plus bas depuis cinq ans. Les batteries ont remporté des contrats représentant une capacité ajustée record de 725 MW, soit 10 % de plus que le précédent record établi en 2024/25.

L'enchère T-4 du marché de capacité pour l'année de livraison 2028/29 a eu lieu le mardi 11 mars 2025.

Elle s'est conclue à un prix de £60/kW/an, soit le troisième prix le plus élevé jamais enregistré.

Un niveau record de capacité de batteries a obtenu des contrats, en fonction des capacités de connexion et des capacités ajustées.

Marchés de gros et arbitrage des prix

Une autre source importante de revenus est l'arbitrage – les projets BESS autonomes achètent et vendent généralement de l'électricité sur le marché de gros, en se chargeant et se déchargeant du réseau électrique selon les besoins pour tirer parti des écarts entre des prix d'achat faibles (quand l'offre est élevée ou la demande faible, ou selon les coûts comme les prix des combustibles, du carbone ou les conditions environnementales) et des prix de vente plus élevés.

Les revenus d'arbitrage représentent une source clé de revenus pour les projets BESS, et cela devrait rester le cas. La participation croissante, voire une saturation potentielle, des projets BESS sur le marché britannique pourrait faire de l'arbitrage la principale source de revenus, devant les services auxiliaires.

Selon le commentateur du secteur, Modo Energy, les revenus issus du marché de gros ont chuté de manière significative, de £28k/MW/an, atteignant leur plus bas niveau depuis juin 2023.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Services auxiliaire

Les services auxiliaires constituent une autre source de revenus, où les opérateurs de BESS contribuent à la stabilité du réseau via la régulation de fréquence, le contrôle de la tension et les réserves tournantes. Ces services deviennent de plus en plus précieux à mesure que les systèmes électriques intègrent davantage d'énergies renouvelables. Leur fourniture peut s'appuyer sur des contrats à long terme.

Selon l'Oxford Energy Forum, les marchés matures, comme la France, montrent des signes clairs de saturation. En 2023, les revenus issus des services auxiliaires ont chuté plus fortement que prévu, rendant non viable pour les opérateurs de se reposer exclusivement sur ces marchés.

Mécanisme d'équilibrage (Balancing Mechanism)

Selon Modo Energy, les batteries au Royaume-Uni ont atteint des revenus record via le mécanisme d'équilibrage en février 2025.

Les revenus issus du mécanisme d'équilibrage pour les batteries ont atteint leur niveau le plus élevé jamais enregistré – atteignant en moyenne £27k/MW/an.

Le Balancing Mechanism (BM) est l'outil principal utilisé par NESO pour équilibrer l'offre et la demande sur le réseau britannique. NESO utilise ce mécanisme pour acheter et s'assurer de la quantité d'électricité nécessaire pour équilibrer le système – minute par minute, seconde par seconde – en temps réel.

Des accords d'achat d'électricité (PPA) ou des accords de gestion de la congestion sont-ils conclus entre les producteurs (ou consommateurs) et les opérateurs de stockage ?

Un Power Purchase Agreement (PPA), ou contrat d'achat d'électricité, est un contrat entre un producteur d'électricité et la partie qui achète cette électricité (l'acheteur), qui établit les conditions commerciales pour la vente et l'achat d'électricité dans le cadre d'un projet de production. Un Corporate PPA est un accord par lequel une entreprise achète de l'électricité (généralement d'origine renouvelable) à un producteur d'électricité pour sa propre consommation. Il existe deux principaux types de Corporate PPA : le PPA « sleeved » et PPA virtuel.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

La gestion de la congestion, ou gestion des contraintes, est un terme général désignant les restrictions physiques sur le réseau électrique de Grande-Bretagne, souvent liées à des emplacements spécifiques. Les opérateurs de stockage peuvent contribuer à gérer cette congestion en stockant l'énergie excédentaire pendant les périodes de faible demande, puis en la libérant pendant les périodes de pointe.

Pour soulager les zones du réseau congestionnées, NESO (le gestionnaire du système électrique de Grande-Bretagne) peut payer certains producteurs pour qu'ils modifient leur production et optimisent les flux d'électricité dans la zone concernée.

Dans les prochaines années, avec la connexion croissante de capacités de production décarbonées (onshore et offshore) dans le nord et l'est de la Grande-Bretagne, les coûts liés aux contraintes (notamment pour le transfert d'énergie du nord vers le sud) devraient augmenter. NESO explore donc des nouveaux mécanismes, marchés ou approches pour réduire ces coûts avant la mise en service des nouveaux renforts de réseau.

L'un des moyens utilisés est le projet exploratoire de gestion des contraintes, qui fait partie d'une série de projets exploratoires visant à relever les principaux défis du système électrique

Le CMIS cherche à réduire les coûts liés à la gestion des contraintes à divers endroits du réseau électrique. En général, cela consiste à payer des producteurs (ayant un contrat de raccordement ferme) pour qu'ils se déconnectent temporairement (« trip ») lorsqu'ils opèrent dans des zones du réseau où il y a des contraintes.

Cela peut offrir une opportunité aux systèmes de stockage BESS de se charger gratuitement, tant que la contrainte temporaire n'est pas levée [45].

[45] [Constraint Management Intertrip Service](#)

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Comment les réglementations de l'autorité nationale de régulation ou du gestionnaire de réseau (TSO) influencent-elles le développement et la rentabilité du stockage d'énergie ? Existe-t-il des exemples de changements dans les règles de marché en faveur du stockage ? Une réglementation fondée sur le principe de neutralité technologique profite-t-elle au stockage ?

Les systèmes de stockage d'énergie à grande échelle à base de batteries lithium-ion sont soumis à un cadre réglementaire rigoureux, qui oblige les fabricants à garantir la sécurité des produits avant leur mise sur le marché et à veiller à ce qu'ils soient installés correctement. De plus, toute défaillance de sécurité constatée après la mise sur le marché ou l'installation doit être prise en charge.

En juillet 2024, le gouvernement britannique a annoncé des modifications des règles du marché de capacité afin de soutenir la participation des batteries et des centrales mises en veille (mothballed) dans les prochaines enchères T-1 et T-4, prévues en 2025 et 2027 respectivement.

Pour renforcer la sécurité d'approvisionnement et s'aligner sur les objectifs de neutralité carbone, le Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ) a introduit deux changements aux règles du marché de capacité :

Le premier changement vise à lever les obstacles rencontrés par les CMUs de stockage (unités de capacité de stockage) dans la gestion de la dégradation des batteries, en introduisant :

- une modification de la règle 4.4.4 du règlement du marché de capacité, pour autoriser l'augmentation permise (*Permitted Augmentation*) des sites de batteries ;
- l'ajustement du niveau requis pour les tests de performance prolongée (EPT) lorsqu'un échange secondaire de capacité a lieu.

Le document de réponse à la consultation du gouvernement ajoute que cela confirmera que l'augmentation des batteries est autorisée, permettant ainsi aux CMUs de stockage de gérer la baisse naturelle de capacité due à la dégradation.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Le 11 mars 2025, le gouvernement a publié son Technical Decision Document [46] confirmant les principaux éléments du système de soutien « cap-and-floor » pour le stockage d'électricité de longue durée (LDES), avec notamment un allongement de la durée minimale requise. Ce document définit les règles générales du mécanisme ainsi que son mode de mise en œuvre, même si de nombreux détails restent encore à préciser. Aujourd'hui, la majorité des projets de stockage déployés au Royaume-Uni sont des systèmes BESS (batteries lithium-ion) avec une durée de stockage comprise entre 1 et 3 heures (parfois un peu plus).

En octobre 2024, le gouvernement a publié sa réponse à la consultation sur le stockage longue durée, initialement lancée en janvier 2024. Certains participants (favorables ou non) ont souligné la nécessité d'une approche technologiquement neutre, dès lors que les technologies en question atteignent les objectifs de la politique énergétique et répondent à la définition officielle du stockage.

Les participants favorables à cette approche souhaitent que le dispositif inclue des technologies comme le lithium-ion et l'hydrogène, si elles répondent aux critères définis.

Le lithium-ion semble désormais être éligible, alors que le gouvernement avait initialement suggéré son exclusion lors de la première proposition du dispositif LDES en janvier 2024.

Nouveaux flux de revenus pour les opérateurs de BESS

Les services Balancing Reserve (BR) et Quick Reserve (QR), lancés respectivement en mars 2024 et novembre 2024, ont renforcé les revenus des opérateurs de BESS.

Le nouveau service Quick Reserve, qui exige des temps de réponse très rapides, pourrait à terme être assuré uniquement par des systèmes de stockage à batteries.

[46] [Technical Decision Document](#)

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Plus précisément, quels sont les besoins en FCR et en aFRR ? ° Réserves – FCR et aFRR

La fréquence optimale du réseau en Europe est de 50 Hertz (Hz), et le respect de ce seuil est crucial pour maintenir la stabilité du réseau. Par exemple, si le vent tombe soudainement et que les éoliennes sur une vaste zone produisent moins d'électricité, alors l'énergie injectée dans le réseau devient inférieure à la consommation, ce qui provoque une baisse de fréquence. Ces fluctuations peuvent engendrer de l'instabilité si elles ne sont pas rapidement compensées. C'est là qu'interviennent les réserves de régulation de la fréquence, en particulier les réserves rapides, qui peuvent être assurées par des systèmes de stockage par batteries.

- FCR (Frequency Containment Reserve) : réserve primaire utilisée pour répondre rapidement aux déséquilibres du réseau ;
- aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) : réserve secondaire, utilisée pour relayer les FCR lorsqu'elles sont épuisées.

La réserve primaire (FCR) est activée automatiquement dans une centrale pour stabiliser rapidement le réseau, dans un délai de 30 secondes. Les batteries peuvent adapter quasiment instantanément la puissance disponible pour répondre à une variation de fréquence.

La réserve secondaire (aFRR) doit être activée en 5 à 7,5 minutes, selon les pays. Elle peut être fournie par différents types de dispositifs, à condition qu'ils puissent être entièrement activés dans le délai requis. Il est même possible de combiner plusieurs dispositifs, par exemple une batterie et une centrale à biogaz, afin de constituer un ensemble capable de réagir rapidement et de fonctionner plus longtemps si nécessaire.

Le cadre d'équilibrage ENTSO-E repose sur les trois types de réserves FCR, aFRR et mFRR, et fonctionne de manière indépendante des dynamiques du marché de gros.

En revanche, le système d'équilibrage de la Grande-Bretagne est fondamentalement différent : il conserve un lien avec les marchés de gros, et repose fortement sur les services système auxiliaires, les plus importants étant la régulation de fréquence et les réserves de puissance. Les technologies comme les systèmes BESS sont particulièrement bien adaptées à ces services de réponse rapide.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Quelle est l'importance des batteries dans ces marchés ?

Les services auxiliaires permettent aux opérateurs de systèmes BESS de contribuer à la stabilité du réseau, notamment via la régulation de fréquence, le contrôle de la tension et les réserves tournantes. Ces services deviennent de plus en plus importants à mesure que le système électrique intègre des énergies renouvelables.

En plus des contrats avec les gestionnaires de réseau pour fournir ces services, l'énergie d'équilibrage issue de l'aFRR peut également être échangée au niveau transfrontalier via des plateformes comme PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*).

Pouvez-vous nous fournir quelques chiffres clés illustrant la taille et les tendances du marché ? Les prix moyens des offres ?

Country in FCR cooperation	FCR initial demand (MW)	Core share (MW) (Minimal FCR demand to be procured inside country)	Export limit (MW) (Limit to FCR demand imported [additionally procured] over FCR initial demand)
Austria	71	22	100
Germany	562	169	168
France	508	153	152
Switzerland	67	21	100
Belgium	87	27	100
Netherlands	114	35	100
West Denmark	20	6	6
Slovenia	15	0	100

Share and demand of country in the regional FCR market 2021 via ENTSO-E

Source: [GRIDX](#)

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Sur l'équilibrage et le mFRR : les batteries sont-elles actives sur ces marchés ?

Les dispositifs opérant sur le marché de réserve de régulation manuelle (mFRR) doivent être activés dans un délai de 12,5 à 15 minutes. Ces dispositifs sont activés manuellement, ce qui signifie qu'un répartiteur informe l'opérateur de l'équipement du moment d'activation.

Les batteries sont utilisées pour l'équilibrage passif, résultant du déploiement de divers actifs sur les marchés de l'électricité primaire, secondaire et tertiaire.

Sur le marché SPOT : les opérateurs de stockage considèrent-ils que l'arbitrage de marché constitue une source de rémunération pertinente ?

Pour les fournisseurs d'énergie, l'utilisation du stockage par batteries pour réaliser des opérations d'arbitrage énergétique devient une pratique de plus en plus répandue.

Pour effectuer ce type de transaction, les systèmes de stockage d'électricité doivent réagir très rapidement, en particulier sur les marchés intrajournaliers.

Avec l'intégration croissante des énergies renouvelables, la volatilité des prix sur les marchés « day-ahead » (à la veille) a augmenté, créant davantage d'opportunités d'arbitrage rentables.

Ces fluctuations de prix, causées par la nature variable de la production éolienne et solaire, offrent un fort potentiel de profit pour les projets BESS bien positionnés.

Cet effet est particulièrement marqué dans les pays à forte pénétration des renouvelables, comme le Danemark, le Luxembourg ou la Lituanie, où les variations de prix sont importantes, ce qui multiplie les opportunités d'arbitrage.

3. Gestion locale de la congestion

Le raccordement des systèmes de stockage est-il traité différemment de celui des autres utilisateurs du réseau ? Le GRT (gestionnaire du réseau de transport) ou le GRD (gestionnaire du réseau de distribution) proposent-ils des raccordements assortis de limitations opérationnelles ? Y a-t-il des conséquences sur le développement du stockage ?

Les actifs de stockage par batteries (BESS) sont particulièrement bien positionnés pour soutenir la stabilité du réseau et l'équilibrage de fréquence en situation d'urgence, grâce à leur capacité de réponse ultra-rapide, de l'ordre de la milliseconde à la seconde. Cette rapidité est intrinsèquement liée à la nature des BESS, contrairement à d'autres sources d'énergie. Pourtant, les développeurs de stockage par batteries expriment un sentiment de sous-utilisation de leurs capacités par le NESO (National Energy System Operator). Ils estiment que les opérateurs du système énergétique préfèrent souvent désactiver les sources renouvelables, comme les éoliennes, en cas de surproduction, plutôt que d'exploiter les capacités des BESS.

Le secteur du stockage critique vivement le NESO, notamment en ce qui concerne les délais de raccordement au réseau, qui posent un sérieux problème.

Les projets BESS reçoivent fréquemment des dates de raccordement repoussées jusqu'à 2030, voire 2035. Bien que le NESO et les gestionnaires de réseaux de distribution (DNO) aient annoncé des mesures pour accélérer la file d'attente (comme la suppression des projets dits « zombies »), la réalité est toute autre pour les développeurs.

Plus précisément, la file d'attente de raccordement pour les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) d'ici 2030 atteint 61 GW, soit plus du double de la capacité cible prévue, tandis que la file d'attente à l'horizon 2035 s'élève à 129 GW, soit plus de quatre fois l'objectif visé à cette date.

Oli Petterson, responsable des raccordements chez Balance Power, estime que la manière dont les opérateurs de réseau modélisent l'impact des projets BESS ne reflète pas l'utilisation réelle du réseau.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Il déclare : « *La modélisation des actifs avant leur mise en service nécessite une plus grande attention. En raison de la façon dont les opérateurs de réseau modélisent les projets BESS, le besoin de renforcement du réseau ne cesse d'augmenter alors qu'en réalité, la capacité d'importation existante sur le réseau n'est pas pleinement utilisée. Cela a entraîné le report de nombreux projets de cinq à dix ans, alors même que les BESS sont essentiels à la stabilité du marché et du réseau.* »

Le stockage est-il utilisé pour gérer la congestion locale ? Existe-t-il un appel d'offres piloté par le gestionnaire de réseau de transport (TSO) ou de distribution (DSO) pour exploiter des batteries en remplacement ou en complément du réseau ?

En octobre 2024, des systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) de plusieurs entreprises ont contribué à stabiliser le système énergétique après que l'interconnexion NSL, qui relie le Royaume-Uni et la Norvège, a soudainement cessé d'exporter de l'électricité vers le Royaume-Uni. Les exportations d'électricité de la Norvège vers le Royaume-Uni ont brutalement chuté de 1,4 GW à zéro, avec un impact immédiat et potentiellement désastreux sur le réseau électrique britannique. Sur le réseau de NESO, 1,5 GW d'actifs BESS ont été activés pour injecter de l'électricité dans le système, rétablissant une fréquence stable en moins de deux minutes.

En mars 2025, le ministre de l'Énergie, Ed Miliband, a annoncé le premier projet que mènera Great British Energy. Un investissement de 200 millions de livres sterling du gouvernement britannique et de GB Energy permettra à l'entreprise de collaborer avec des écoles et le NHS pour installer des panneaux solaires photovoltaïques sur les toits de 400 sites au total, générant entre 70 MW et 100 MW d'électricité solaire. L'annonce précise également que l'électricité produite pourra être revendue au réseau, grâce à des systèmes de stockage par batteries qui pourraient également être financés dans le cadre de cet investissement.

Le projet Blackhillock de Zenobē, un BESS de 200 MW / 400 MWh situé près d'Inverness, a récemment débuté ses opérations commerciales et devrait être étendu à 300 MW / 600 MWh plus tard cette année. Selon l'entreprise, le Blackhillock BESS est actuellement le plus grand projet de stockage par batteries opérationnel en Europe.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Il est également devenu la première batterie raccordée au réseau de transport dans le monde à fournir des services de stabilité au National Energy System Operator (NESO), et constitue le premier projet livré dans le cadre du programme Network Options Assessment (NOA) Stability Pathfinder.

Pulse Clean Energy prévoit également de convertir des sites de production d'électricité au diesel en installations BESS à l'échelle du réseau, représentant le cinquième des neuf sites que Pulse entend transformer de cette manière.

Comment ce rôle peut-il être combiné avec une rémunération fondée sur les marchés de l'électricité (comme le FCR, l'aFRR, l'équilibrage, etc.) ?

Les contrats de long terme attribués directement par le gestionnaire de réseau offrent un revenu fiable, mais peuvent nuire à l'optimisation à court terme. Ils obligent généralement une batterie à décharger un volume spécifique d'énergie sur le réseau dans certaines situations, et leur activation peut être, ou non, prévisible. Bien que ces contrats garantissent une source de revenus, leur exécution impacte l'optimisation à court terme des batteries, en raison des exigences particulières concernant leur état de charge. De plus, en cas de non-respect de l'obligation lorsqu'elle est activée, des pénalités sont appliquées.

Le trading constitue la base de toute stratégie, représentant la principale source de revenus. Lors de l'élaboration d'une stratégie, il faut tenir compte de la capacité de la batterie, des limites de stockage et des cycles de garantie. L'équilibre entre ces facteurs est essentiel pour maximiser les revenus, chaque source de revenus ayant un impact sur eux. Les fournisseurs de services « route-to-market » définissent chaque jour des stratégies pour le marché de gros, le mécanisme d'équilibrage (BM) et les services auxiliaires, en les ajustant le jour de livraison pour tirer parti des opportunités intrajournalières.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Constantine Energy Storage a récemment réalisé des avancées significatives dans son portefeuille de BESS au Royaume-Uni. L'entreprise a récemment annoncé avoir désigné deux sociétés pour optimiser cinq de ses actifs de batteries au Royaume-Uni. EDF fournira des services de commercialisation et d'optimisation pour deux de ces actifs, en utilisant sa plateforme d'optimisation Powershift, que l'entreprise décrit comme un outil permettant de maximiser les revenus issus des services auxiliaires, du marché de gros et du mécanisme d'équilibrage.

4. Aides d'Etat ou objectifs

Existe-t-il un plan stratégique établi par l'État ou le régulateur national pour le développement du stockage ou de certains types de stockage ?

Un objectif quantifié ? Ces objectifs justifient-ils un ou plusieurs mécanismes de soutien public ? Si oui, lesquels ? Une technologie est-elle privilégiée, notamment en ce qui concerne le stockage de 4h ? 2h ? Du stock ?

En mars 2025, le ministre de l'Énergie, Ed Miliband, a annoncé le premier projet que mènera Great British Energy. Un investissement de 200 millions de livres sterling du gouvernement britannique et de GB Energy permettra à l'entreprise de collaborer avec des écoles et le NHS pour installer des panneaux solaires photovoltaïques sur les toits de 400 sites, générant entre 70 MW et 100 MW d'électricité solaire. L'annonce précise également que l'électricité produite pourra être revendue au réseau, grâce à des systèmes de stockage par batteries qui pourraient également être financés dans le cadre de cet investissement.

Par ailleurs, le Département pour la sécurité énergétique et la neutralité carbone (DESNZ) a annoncé qu'environ 12 millions de livres seront alloués aux autorités locales et aux groupes d'énergie communautaire pour le développement de projets d'énergie propre. Un montant supplémentaire de 9,3 millions de livres servira à soutenir des projets en Écosse, au Pays de Galles et en Irlande du Nord, incluant des installations solaires communautaires ou sur des bâtiments publics.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Toute électricité excédentaire non utilisée par les écoles ou les hôpitaux pourra être revendue au réseau électrique local. Les premières installations de panneaux solaires sont prévues avant la fin de l'été 2025.

Le stockage est une priorité pour le gouvernement, qui est « particulièrement actif » sur le stockage d'énergie de longue durée (LDES – Long Duration Energy Storage). Le gouvernement a publié un document de décision technique précisant les modalités du programme de soutien au LDES. L'objectif est de soutenir le déploiement de 2,7 GW à 7,7 GW de capacité LDES d'ici 2035, selon les scénarios énergétiques futurs de NESO (2024). L'un des éléments nouveaux les plus significatifs est que, suite aux retours de l'industrie, la durée minimale pour qu'un projet soit éligible a été portée de six à huit heures de puissance nominale continue. Le « Stream 1 » concernera les technologies ayant un niveau de maturité technologique (TRL) de 9 et une taille minimale de 100 MW, tandis que le « Stream 2 » visera les technologies ayant un TRL de 8 avec une taille minimale de 50 MW.

Les systèmes de stockage de 4 heures comme de 2 heures restent utiles selon les applications spécifiques.

Comment ces aides d'État sont-elles perçues par les porteurs de projets et les investisseurs ?

Great British Energy pourrait concrétiser l'ambition du gouvernement de jouer un rôle de catalyseur pour les investissements privés, comme en témoigne l'engagement d'AMPYR Distributed Energy à évaluer les 180 millions de livres investis dans le solaire photovoltaïque pour le secteur public. AMPYR Distributed Energy a écrit au ministre de l'Énergie Ed Miliband et au président de GB Energy, Juergen Maier, pour souligner le rôle que les investisseurs privés peuvent jouer en complément des financements publics. L'entreprise fonctionne selon un modèle de financement reposant sur des contrats d'achat d'électricité (PPA), permettant l'installation de technologies de production d'énergie renouvelable sans coût initial pour le client.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Quel rôle joue la fiscalité dans la viabilité économique et la rémunération des systèmes de stockage d'énergie ?

Depuis le 1er février 2024, le gouvernement a supprimé la TVA sur les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) domestiques, quelle que soit la situation. Ce changement concerne les entreprises installant des matériaux d'économie d'énergie (ESM) éligibles, ainsi que les clients faisant installer de tels matériaux dans des logements résidentiels ou certains bâtiments appartenant à des associations caritatives au Royaume-Uni. L'objectif de cette politique est d'encourager l'installation d'ESM à l'échelle nationale afin d'améliorer l'efficacité énergétique et de réduire les émissions de carbone.

L'Ordonnance 2024 relative à la TVA sur l'installation de matériaux d'économie d'énergie s'applique aux BESS ajoutés a posteriori à une installation existante, et continuera de s'appliquer jusqu'au 31 mars 2027. Cette loi étend également l'exonération à des technologies telles que les pompes à chaleur à source d'eau et les répartiteurs intelligents, qui permettent de transférer l'énergie solaire excédentaire vers des ballons d'eau chaude lorsque la production dépasse la consommation.

Comment les différentes technologies de stockage d'énergie sont-elles régulées et promues, et quel impact cela a-t-il sur leur adoption ?

Il n'y a pas de raison clairement définie expliquant pourquoi certains sites sont retenus pour les projets. Il est généralement admis que le principal critère de sélection reste l'accès au raccordement au réseau, ce qui constitue encore aujourd'hui un véritable défi.

L'industrie solaire est soumise à des obligations légales concernant la gestion des déchets de panneaux photovoltaïques, afin d'assurer la conformité avec la réglementation britannique sur les Déchets d'Équipements Électriques et Électroniques (DEEE) de 2013. Cette réglementation impose aux acteurs de la chaîne d'approvisionnement, à l'origine des déchets, la responsabilité financière de leur traitement. La principale problématique réside dans la désignation du responsable de ces coûts dans la chaîne d'approvisionnement, une question qui suscite une confusion et des désaccords importants.

5. Modèles économiques du stockage

Quels structures de financement et modèles d'investissement sont disponibles pour les projets de stockage d'énergie, et comment assurent-ils la rentabilité tout en minimisant les risques pour les investisseurs ? Existe-t-il des différences significatives entre les mécanismes de financement publics et privés dans le développement du stockage d'énergie ?

Le gouvernement a lancé le National Wealth Fund (Fonds national pour la richesse) en octobre dernier, doté de 27,8 milliards de livres sterling pour attirer les investissements privés et stimuler la croissance à travers le Royaume-Uni. Les grandes lignes du NWF sont les suivantes :

- une priorité donnée aux secteurs stratégiques : énergie propre, numérique et technologies, industrie avancée et transports ;
- un engagement de 5,8 milliards de livres destiné au captage de carbone, à l'hydrogène vert, aux gigafactories, aux ports et à l'acier vert pendant la durée de cette législature.

NextPower UK ESG (NPUK) génère des flux de trésorerie pour les investisseurs via son portefeuille de projets solaires photovoltaïques à grande échelle construits au Royaume-Uni. Le National Wealth Fund a été l'investisseur « de référence » dans NPUK, en y injectant 250 millions de livres sur une base de co-financement. Le NWF a également investi 65 millions de livres dans la plateforme de bornes de recharge pour véhicules électriques Connected Kerb, dans le cadre de son rôle dans la décarbonation de l'industrie britannique. Toutefois, il a récemment été annoncé que son mandat serait élargi pour lui permettre d'investir dans le secteur de la défense.

Des collectivités locales comme le conseil municipal de Brighton and Hove développent des portefeuilles de projets d'investissement en lien avec la neutralité carbone, avec l'appui du National Wealth Fund. Celui-ci a notamment pour mission de travailler avec les conseils locaux pour attirer des investissements privés afin de concrétiser leurs ambitions en matière d'énergie propre.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

L'entreprise irlandaise ElectroRoute, filiale de Mitsubishi, fournit à ses clients une gamme de services de négociation et de gestion des risques, incluant l'optimisation des actifs, l'accès au marché (route-to-market), les services d'équilibrage et la protection des revenus. Elle s'appuie sur sa propre plateforme de trading, ElectroRoute CORE, une centrale électrique virtuelle (VPP) alimentée par l'IA.

Dans le secteur classique de l'énergie renouvelable, les fonds de pension figurent parmi les investisseurs les plus en vue, et leur participation aux projets d'énergie propre est appelée à croître fortement : selon des études, 95 % des fonds de pension prévoient d'augmenter leur part d'investissements dans les actifs renouvelables au cours des cinq prochaines années.

Les projets d'énergie communautaire – c'est-à-dire des infrastructures énergétiques partiellement ou entièrement détenues par les communautés locales – connaissent un certain essor au Royaume-Uni ces dernières années. Selon Community Energy England, le groupe représentant le secteur, 583 organisations d'énergie communautaire sont actives aujourd'hui, gérant ensemble 398 MW de capacité renouvelable. Les membres d'une communauté investissent dans des projets de production d'énergie renouvelable et perçoivent des intérêts sur leurs investissements, financés par la vente d'électricité produite. Les recettes servent également à financer des projets locaux, souvent des initiatives environnementales, comme l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments communautaires.

La Bristol Energy Cooperative est sans doute l'un des groupes d'énergie communautaire les plus prospères du Royaume-Uni. Depuis sa création, elle a levé 15 millions de livres pour financer ses projets d'énergie propre, générant 400 000 livres de revenus reversés au bénéfice des communautés locales.

Les groupes d'énergie communautaire fonctionnent de manière similaire aux acteurs commerciaux du secteur énergétique sur le plan du financement : recours à la dette et au capital, avec les aléas que cela comporte. La coopérative s'est associée à la Triodos Bank, une banque éthique, et cherche à lever 1 million de livres pour agrandir son portefeuille solaire de 1 MW. Cependant, les mesures d'austérité et la crise du coût de la vie réduisent le nombre potentiel d'investisseurs.



CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Les investissements dans les projets de stockage d'énergie sont des engagements de long terme : les projets durent généralement 20 ans ou plus, avec des mises à niveau des batteries au fil du temps. Ils sont fortement localisés et plus risqués que d'autres investissements dans l'énergie propre. Pour réussir, il faut comprendre l'interaction entre les variations régionales, la conception du marché de l'électricité, la technologie et les montages financiers – tout en acceptant une certaine volatilité. À l'avenir, l'optimisation et la bonne stratégie de soumission seront cruciales pour maximiser les rendements des actifs de stockage. Les opportunités de valorisation deviendront de plus en plus localisées à mesure que les renouvelables se développeront et que la volatilité augmentera. Les épisodes de prix négatifs ou nuls, déjà en augmentation, seront plus fréquents, renforçant ainsi le rôle du stockage.

La compréhension et l'exploitation des outils numériques et d'intelligence artificielle pour l'optimisation du trading lié au stockage peuvent aider les entreprises à réduire les risques, à s'adapter rapidement aux évolutions réglementaires et à mieux valoriser les opportunités offertes par les nouvelles structures de marché et leur volatilité.

La domination de la Chine continentale dans la chaîne d'approvisionnement des batteries, dans un contexte de nationalisme des ressources et de protectionnisme croissant, pourrait nuire à la viabilité des projets futurs. Le recyclage des batteries pourrait atténuer certains de ces risques, et de plus en plus d'acteurs, dont Iberdrola, Glencore et FCC Ámbito, collaborent sur des solutions de circularité pour les batteries lithium-ion.

Le financement public tend à privilégier les bénéfices collectifs ou nationaux plutôt que le profit. Il implique généralement un engagement à long terme, avec des revenus réinvestis dans de nouveaux projets d'économies d'énergie.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Quels sont les mécanismes de financement des projets de stockage (banques, dette, investisseurs, etc.) ?

Sur quoi portent-ils leur attention ? Quel modèle économique ?

Actuellement, les projets de stockage par batteries sont souvent difficiles à financer s'ils se fondent uniquement sur leur participation aux marchés de capacité et aux services système, qui sont des segments du marché de gros de l'électricité visant à garantir la sécurité et la stabilité du réseau. Cependant, certains montages financiers spécifiques peuvent permettre de lancer les projets. Le modèle de plus en plus répandu de la co-localisation (association des batteries à un site de production d'énergie renouvelable) permet aux projets de stockage de bénéficier des revenus plus stables générés par une installation d'énergie propre, soutenue par des dispositifs publics renforcés comme les contrats pour différence (CfD).

La Banque prévoit d'investir directement dans divers projets de stockage dans les années à venir, notamment en apportant un effet d'additionnalité, en :

- Continuant à combler les lacunes de financement lorsque les prêteurs commerciaux atteignent leur plafond de capacité ou leurs limites d'appétence au risque sur les projets lithium-ion, dans un contexte d'accélération du déploiement et de montée en puissance des projets ;
- Soutenant le développement des marchés du stockage de longue durée, y compris en assumant plus de risques que les investisseurs privés si nécessaire, afin de permettre à des projets innovants d'atteindre leur bouclage financier.

Le National Wealth Fund vise à :

- soutenir les projets de co-localisation qui associent un modèle économique reconnu (les énergies renouvelables) à celui des batteries, afin d'attirer davantage d'investisseurs institutionnels aversion au risque ;
- maximiser l'utilisation des connexions au réseau limitées, l'un des principaux obstacles au déploiement du stockage (certains développeurs attendent plus de 10 ans pour être raccordés), en explorant des opportunités sur le réseau dans des zones où une capacité sous-utilisée est disponible, comme sur de grands sites industriels ou commerciaux ;

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

- encourager le développement de nouveaux modèles économiques favorisant l'adoption du stockage auprès de différents types d'utilisateurs, notamment par l'installation de batteries au niveau résidentiel ;
- permettre l'émergence de technologies de stockage naissantes et de longue durée, en soutenant leur concrétisation en projets viables.

6. Orientation future et implications juridiques

Quelles tendances juridiques et réglementaires émergent concernant le rôle du stockage d'énergie sur le marché de l'énergie ?

Comment les cadres réglementaires pourraient-ils évoluer pour prendre en compte l'importance croissante du stockage dans la réalisation des objectifs nationaux de décarbonation ?

Le secrétaire à l'Énergie, Ed Miliband, a récemment annoncé le premier projet que Great British Energy réalisera. Un investissement de 200 millions de livres sterling du gouvernement britannique et de GB Energy permettra de collaborer avec des écoles et le NHS pour installer des panneaux solaires photovoltaïques sur les toits de 400 sites, fournissant ainsi entre 70 MW et 100 MW de capacité solaire.

Cependant, des allégations persistantes – que le gouvernement chinois dément – concernent l'éventualité que les panneaux solaires achetés par GB Energy soient fabriqués avec le travail forcé des Ouïghours.

Le député travailliste Alex Sobel est à la tête d'un amendement visant à confier à la commissaire indépendante à l'esclavage moderne, Eleanor Lyons, le pouvoir de déterminer s'il existe des preuves crédibles à l'appui de ces allégations. Cela empêcherait les députés de supprimer une clause du Great British Energy Bill qui interdit le financement public d'entreprises liées au travail forcé. Si l'amendement est adopté, les entreprises devront prouver l'absence de travail forcé dans leurs chaînes d'approvisionnement. Bien que cela renforce les obligations de conformité et de transparence, cela pourrait également perturber l'accès à des composants chinois à faible coût.

CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

De nouvelles données du cabinet d'analyse Cornwall Insight indiquent que les revenus moyens des systèmes de stockage par batteries (BESS) ont quadruplé en un an, la moitié de cette hausse ayant eu lieu depuis décembre 2024. Cette envolée est en grande partie attribuée à l'introduction, en novembre 2024, du nouveau service de gestion de la fréquence Quick Reserve, lancé par le National Energy System Operator (NESO).

En 2023/24, NESO a reçu plus de 1 700 demandes de raccordement au réseau de transport national d'électricité, soit plus de projets en attente que ce qui est nécessaire à l'horizon 2030, voire 2050. En janvier 2025, NESO a mis en œuvre un gel des nouvelles demandes à compter du 29 janvier. Dans le cadre des réformes du raccordement prévues pour 2025, un nouveau processus de demande sera mis en place, sous réserve de l'approbation d'Ofgem. À l'avenir, les projets devront déposer leurs demandes de raccordement pendant des fenêtres prédéfinies et respecter des jalons de progression clés, de sorte que seuls les projets prêts à progresser puissent avancer. Cela jettera les bases d'un processus stratégique de raccordement, adapté pour favoriser l'innovation, soutenir la croissance et livrer une électricité propre à l'échelle nationale.

Sous réserve de l'approbation d'Ofgem, NESO prévoit d'ouvrir, le 1er mai 2025, une fenêtre de demande exceptionnelle pour le processus « Gate 2 to whole queue ». Cette fenêtre : (i) sera ouverte au moins deux semaines, (ii) ne pourra s'ouvrir moins de quatre semaines après l'entrée en vigueur des modifications du code.

Les développeurs devront soumettre une nouvelle demande d'offre de raccordement au réseau. Le NESO devrait ensuite prendre le temps de réorganiser la file d'attente existante avant d'émettre de nouvelles offres de raccordement Gate 1 et Gate 2. Une fois cette réorganisation achevée, une fenêtre de dépôt distincte devrait s'ouvrir au troisième ou quatrième trimestre 2025 pour les projets sollicitant un nouveau raccordement. Ces projets seront soumis aux nouvelles méthodologies et règles du code applicables, et il est prévu qu'à l'avenir, deux fenêtres annuelles de demande de raccordement soient instaurées.

Le Planning and Infrastructure Bill 2024-25, actuellement en discussion au Parlement, vise à modifier le droit de l'urbanisme et des infrastructures pour soutenir le Plan de transformation du gouvernement, notamment en construisant 1,5 million de logements et en décidant de 150 projets d'infrastructure d'importance nationale.



CONTRIBUTION ROYAUME-UNIS

Le projet de loi prévoit notamment :

- d'accélérer la mise en place d'infrastructures électriques, d'introduire un système de soutien aux revenus de type "cap and floor" pour les technologies de stockage longue durée, et de créer un dispositif d'indemnisation pour les ménages vivant à proximité de nouvelles lignes ou d'infrastructures électriques fortement renforcées ;
- de modifier la Forestry Act 1967 pour autoriser l'usage des terres forestières à des fins de production d'énergie renouvelable ;
- de rationaliser les procédures de décision pour les infrastructures de transport, et de réformer les règles concernant l'installation de bornes de recharge pour véhicules électriques (EV).

CONTRIBUTEURS INTERVIEWS



CLEANHORIZON



Corentin Baschet,
Associé

Clean Horizon est une entreprise de conseil spécialisée dans le stockage d'électricité depuis sa création en 2009. Clean Horizon accompagne ses clients dans les études de marchés, les prévisions de prix, les modèles économiques de projets de stockage seuls ou hybrides. Clean Horizon accompagne aussi ses clients en tant que bureau d'étude technique sur les projets de stockage: demande de raccordement, plan d'implantation, diagramme unifilaire, jusqu'à la mise en service industrielle.

<https://www.cleanhorizon.com> 🔍



HARMONY ENERGY
FRANCE



Clément Girard,
COO et Directeur
Général

Harmony Energy, leader du stockage en Europe
Fondée au Royaume-Uni en 2010, Harmony Energy s'est positionnée comme un leader européen dans le développement, la construction, la mise en service et la gestion opérationnelle de projets de stockage d'énergie et de parcs de production d'énergie renouvelable, éolienne et photovoltaïque.

La filiale Harmony Energy France a été créée début 2022 pour développer en France métropolitaine des projets solaires et de stockage.

La mission de Harmony Energy est de livrer des projets qui contribuent activement à la transition vers un système énergétique durable, respectueux de l'environnement, économiquement viable et socialement responsable.

<https://harmonyenergy.co.uk/fr/> 🔍

CONTRIBUTEURS INTERVIEWS



Damien Verhoeven,
Associé



Thomas Vanthournout,
Associé



Vincent Verbelen,
Avocat

Fondé en 1965 par des avocats attachés à l'excellence juridique, Liedekerke est un cabinet d'avocats indépendant reconnu pour son leadership et son expertise et dont la réputation internationale repose sur une expertise incontestée.

Cabinet d'avocats d'affaires belge de premier plan depuis 60 ans, avec des bureaux à Anvers, Bruxelles, Londres, Kinshasa et Kigali, notre cabinet se consacre à la fourniture d'un service de classe mondiale en offrant constamment une assistance et des conseils de la plus haute qualité.

Le cabinet dispose d'une solide pratique de conseil basée sur une expertise sectorielle et une connaissance approfondie du droit belge et européen. En complément essentiel de ses activités de conseil, il représente ses clients dans des litiges complexes devant les juridictions nationales, européennes et internationales, tant judiciaires qu'arbitrales, la Cour de cassation, le Conseil d'État et les Cours constitutionnelles belges.

<https://liedekerke.com/en> 

CONTRIBUTEURS



Sylvie Perrin, Associée



Béatrice Boissier,
Avocate

De Gaulle Fleurance Avocats Notaires est un acteur majeur du droit. Il accompagne ses clients sur ses deux métiers du conseil et du contentieux en droit des affaires, en France et à l'étranger, avec :

- 200 personnes au service d'une relation client construite sur l'exigence, la réactivité et la créativité.
- une pratique full service pour accompagner les entreprises et les acteurs publics dans leurs besoins structurels (fusions-acquisitions, financement corporate et de projets...) et leurs activités opérationnelles (contrats commerciaux, marchés publics, joint-ventures ...)
- une expertise reconnue par le marché (Chambers, The Legal 500, Best Lawyers) ;
- une présence à Paris, Bruxelles, Genève, Abu Dhabi et Abidjan ;
- une culture internationale et une capacité à mobiliser un réseau de correspondants sur tous les continents.

CONTRIBUTEURS



Maciej Szambelańczyk,
Associé Co-directeur de la
pratique énergie



Agata Fabiańczuk,
Avocate spécialisée en
droit de l'énergie



Katarzyna Paździorko,
Avocate

WKB Lawyers est l'un des plus grands cabinets d'avocats polonais, avec son siège à Varsovie et un bureau à Poznan, fournissant des services juridiques complets pour les entreprises.

Nous conseillons des clients polonais et étrangers depuis 20 ans et la haute qualité de nos services est confirmée par le nombre de recommandations accordées par des classements prestigieux et indépendants de cabinets d'avocats, tels que : Chambers Global, Chambers Europe, The Legal 500 EMEA, IFLR1000 ou Rzeczpospolita.

Nous sommes un partenaire expérimenté et digne de confiance pour les projets d'envergure internationale. Nous travaillons avec des cabinets d'avocats renommés du monde entier et avons une offre dédiée aux clients d'Allemagne, de France et d'Italie.

Une équipe de plus de 160 avocats expérimentés, avec près de 30 spécialisations en droit des affaires, fournit des conseils dans tous les domaines clés du droit des affaires, y compris le droit de l'énergie et les projets d'infrastructure.

Notre équipe de droit de l'énergie se distingue par sa connaissance approfondie de l'industrie de l'énergie, notamment des secteurs de l'électricité, du gaz, des carburants et des énergies renouvelables.

<https://www.wkb.pl>



CONTRIBUTEURS



Nous avons une grande expérience des relations avec les autorités de régulation du marché, tant au niveau national qu'au niveau de l'Union européenne. Nous donnons des conseils sur les réglementations en matière de droit de l'énergie, y compris les questions tarifaires et les contrats, ainsi que sur les litiges devant le président de l'Office de Régulation de l'Énergie. Nous participons également aux processus législatifs, aux processus d'investissement, aux négociations contractuelles et aux litiges avec les entrepreneurs. Notre pratique couvre également les questions liées aux énergies renouvelables et à l'énergie nucléaire.

Nous avons l'expérience, l'imagination et la capacité de penser de manière critique pour traiter toutes les questions. Les clients nous apprécient non seulement pour nos connaissances, mais aussi pour notre capacité à fournir des conseils et des résultats pragmatiques, pratiques et efficaces. Nous comprenons les besoins commerciaux de nos clients grâce à l'établissement avec eux de relations à long terme fondées sur la confiance mutuelle.



CONTRIBUTEURS



Peter Dilks,
Associé en énergies
renouvelables



Isaac Murdy, Avocat
spécialisé en droit de
l'énergie



David Houston,
Responsable des
services d'information

Chez Shakespeare Martineau, nous fournissons un soutien juridique spécialisé dans les secteurs de l'énergie, des infrastructures et du développement durable. Notre équipe travaille avec des entreprises, des investisseurs et des organismes publics sur des projets complexes qui façonnent la sécurité énergétique et la transition nette zéro du Royaume-Uni.

Qu'est-ce qui nous distingue ?

- une expertise inégalée dans le secteur de l'énergie : des cadres réglementaires aux accords commerciaux, nous aidons nos clients à structurer, financer et réaliser des projets énergétiques essentiels ;
- la confiance des cabinets d'avocats internationaux : les principaux cabinets d'avocats internationaux font appel à nous pour des audits juridiques et les conseils stratégiques en matière de réglementation de l'énergie au Royaume-Uni ;
- conseils sur des projets très médiatisés en matière de sécurité énergétique et d'énergie nette zéro : nous sommes le seul cabinet d'avocats à conseiller le National Energy System Operator sur l'évolution des services d'équilibrage, garantissant ainsi la sécurité énergétique du Royaume-Uni.

<https://www.shma.co.uk>



CONTRIBUTEURS



- innovateurs en matière d'énergies et d'infrastructures renouvelables : nous soutenons les fonds d'investissement, les propriétaires fonciers et les promoteurs dans le cadre de projets pionniers en matière d'énergies renouvelables, notamment le stockage en batterie, l'énergie solaire, l'hydrogène et l'intégration de réseaux à grande échelle.
- spécialistes de l'eau et du transport durable : qu'il s'agisse de conseiller les principales compagnies des eaux britanniques sur des projets d'infrastructure ou de soutenir les réseaux de recharge des véhicules électriques, nous sommes à l'avant-garde du développement durable ;

Avec plus de 200 professionnels du droit, Shakespeare Martineau propose des solutions pragmatiques et commerciales. Nos clients comptent sur nous pour obtenir l'approbation des projets, façonner les cadres réglementaires et soutenir les investissements dans l'avenir de l'énergie.





DE GAULLE
FLEURANCE

AVOCATS
NOTAIRES

LEGAL STEP

TO CHANGE