



Compétitivité énergétique

**Coût de l'électricité et transition
énergétique : quelles
conséquences pour la
compétitivité industrielle des
pays ?**

E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS
septembre 2024

Avant-propos

La compétitivité énergétique est un facteur clé de compétitivité pour les acteurs industriels d'un pays. La hausse des prix de l'énergie peut affecter la demande et pénaliser la compétitivité sur les marchés mondiaux. Elle peut conduire les entreprises à délocaliser leurs sites de production à l'étranger. De plus, la capacité d'un pays à produire de l'énergie décarbonée à un prix stable peut accroître son attrait pour les investissements.

La capacité à maîtriser le coût, la stabilité et la qualité de l'approvisionnement énergétique est essentielle pour maintenir une activité industrielle compétitive.

Plusieurs facteurs contribuent à la maîtrise des coûts d'approvisionnement en électricité pour des usages industriels :

1. **Le développement et les coûts des sources de production d'énergie** : les pays disposant de sources d'énergie abondantes et peu coûteuses, telles que l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables ou les turbines à gaz alimentées par du gaz peu cher, peuvent offrir des coûts d'approvisionnement en électricité plus faibles aux industriels .
2. **Les réglementations et les subventions** : les mécanismes de soutien et les réglementations favorisant le développement des énergies renouvelables peuvent réduire le coût global de l'électricité pour les consommateurs industriels.
3. **Les coûts de transport et de distribution de l'électricité** : une gestion efficace des infrastructures, une réduction des coûts de transport et une répartition optimisée des dépenses entre consommateurs peuvent contribuer à réduire les coûts de l'électricité pour les industriels.
4. **Le développement de la flexibilité** : le développement de la flexibilité du réseau électrique est essentiel pour intégrer efficacement les sources d'énergie renouvelables, gérer la variabilité de la demande et garantir un approvisionnement en électricité fiable, stable et compétitif.

La transition énergétique redéfinit en profondeur les dynamiques du marché mondial de l'énergie. L'évolution des mix énergétiques et l'augmentation des investissements dans les infrastructures et technologies liées aux énergies renouvelables ont un impact sur le coût de l'approvisionnement en électricité des consommateurs industriels. Des politiques gouvernementales et des réglementations incitatives peuvent favoriser leur déploiement et réduire significativement le coût global d'approvisionnement en électricité d'entreprises électro-intensives.

Comment la transition énergétique influe-t-elle sur la compétitivité des pays en matière d'approvisionnement en électricité ?

Quelles sont les conséquences pour les activités industrielles ?

Les coûts de l'approvisionnement en électricité sont historiquement déterminés par les coûts de production des centrales nucléaires, à gaz, à charbon et hydroélectriques

- i. De nombreux pays ont historiquement bénéficié de prix relativement compétitifs pour leur consommation d'électricité industrielle, comme le Canada, certains États américains, les pays nordiques, la France et l'Allemagne dans une moindre mesure.

La transition énergétique entraîne une restructuration de la compétitivité énergétique de plusieurs pays

- ii. S'éloignant des tendances historiques, les nouveaux mix d'énergies renouvelables modifient la compétitivité énergétique des pays.
- iii. Le coût total du système électrique dépendra principalement du coût de production des énergies renouvelable et de la flexibilité du réseau, indépendamment de la structuration du marché.

L'Espagne, la Suède, la Finlande, le Danemark et le Texas ont des coûts de production d'électricité renouvelable inférieurs à ceux de la France et de l'Allemagne, ce qui leur confère un avantage concurrentiel à long terme

- iv. Plusieurs pays bénéficient d'énergies renouvelables à bas coûts (Espagne, Italie, Texas, etc...) et devraient gagner en compétitivité dans les prochaines années.
- v. Certains pays combineront les avantages d'un système de production d'électricité historiquement performant avec des ressources de production renouvelables récentes et peu coûteuses (par exemple, la Suède et la Finlande), restant ainsi parmi les pays les plus compétitifs.
- vi. Les pays d'Europe occidentale tels que l'Allemagne et la France dont les coûts de production d'énergie renouvelable ou nucléaire sont plus élevés devraient voir leur compétitivité diminuer même si leur production d'énergie renouvelable augmente. La compétitivité économique des nouvelles centrales nucléaires sera clé pour ces pays.

Les industriels cherchent à limiter la volatilité des coûts de l'électricité et évalueront donc la compétitivité de l'énergie en fonction de la stabilité et de la prévisibilité des prix

- vii. Les acteurs industriels cherchent à limiter la volatilité et à accroître leur visibilité des coûts d'approvisionnement en électricité afin d'avoir une meilleure stabilité sur les budgets alloués à l'électricité sur le long terme.
- viii. Les acteurs du marché de l'électricité cherchent à se protéger contre les risques de volatilité en facturant aux industriels des primes de risque liées à la volatilité.
- ix. Si les énergies renouvelables garantissent une stabilité des coûts de l'électricité à long terme, elles nécessitent des outils (stockage, offres de profilage du marché, etc.) pour atténuer la volatilité et l'intermittence à court terme.

La capacité du système électrique à répondre à la demande et la qualité de l'approvisionnement en électricité sont également des critères essentiels pour les industriels

- x. Avec l'accélération de l'électrification des usages (mobilité, industries, chauffage, etc.), la demande d'électricité anticipée est en forte croissance.
- xi. De nombreux pays européens doivent donc accélérer le développement des énergies renouvelables afin de garantir une capacité de production suffisante sans délestage ou prix élevés
- xii. Le risque sur la qualité de l'approvisionnement en électricité en Europe s'exprime différemment aux États-Unis où **le manque de résilience du réseau électrique** conduit à plusieurs interruptions dans la livraison de l'électricité.

La flexibilité et l'amélioration du réseau de transport et de distribution sont essentielles pour garantir un approvisionnement en électricité fiable, stable et donc compétitif

- xiii. **La flexibilité est essentielle** pour permettre la transition énergétique et obtenir une stabilité des prix, des marges de capacité et de qualité de l'approvisionnement en électricité. Elle doit être planifiée sur le long terme pour être développée au coût le plus bas possible.
- xiv. **Les pays qui disposent d'hydroélectricité bénéficieront d'une source de flexibilité polyvalente et à bas coût.** Il s'agit notamment des pays nordiques, du Québec et de l'État de Washington. Cependant, le potentiel de croissance de cette flexibilité peut être questionné face à la croissance de la demande, et devrait également être affecté par le changement climatique.
- xv. **Le développement des réseaux est nécessaire.** Ceci est particulièrement anticipé en **Europe**. **Les interconnexions** sont en ce sens très utiles pour permettre aux pays ayant des coûts de production élevés de bénéficier de coûts de production plus faibles.

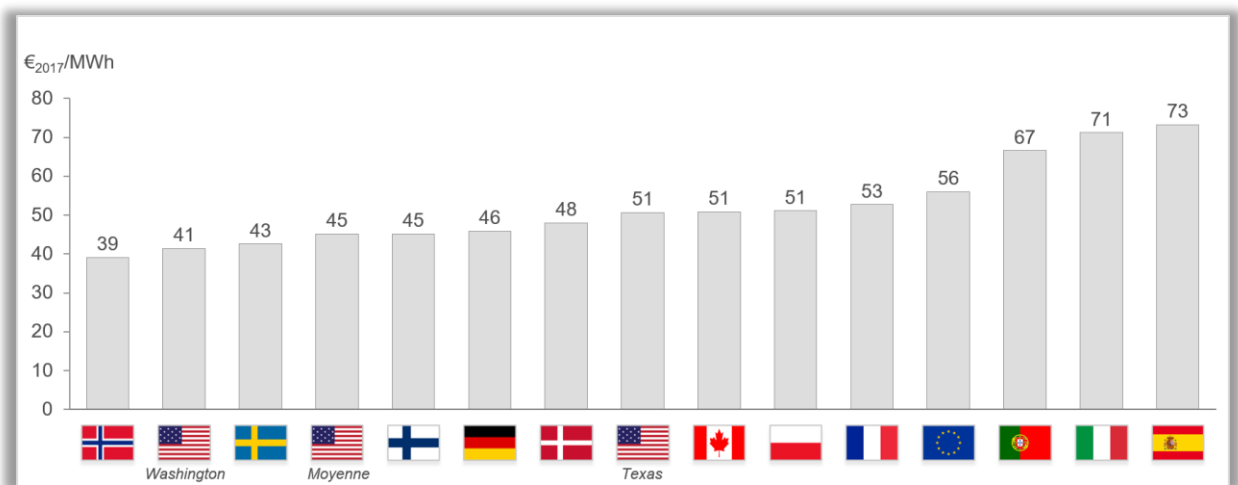
Des mesures réglementaires et des aides financières telles que les taxes peuvent être utilisées pour réduire le coût de la transition énergétique supporté par les industriels

- xvi. Les gouvernements disposent de plusieurs leviers pour atténuer les fluctuations des coûts de l'électricité pour les industriels, via des aides financières ou des ajustements fiscaux, pouvant parfois générer des disparités entre les prix payés par les différents consommateurs. Ils peuvent, par exemple, **ajuster les taxes afin de transférer une partie du coût de la transition vers des entités moins exposées à la concurrence internationale** (ménages, secteur tertiaire...).
- xvii. Les pays peuvent également améliorer leur compétitivité énergétique en **facilitant le développement des énergies renouvelables** par une combinaison de **planification stratégique**, d'**accélération des projets** et de **rationalisation des processus d'autorisation**.

A Les coûts de l'approvisionnement en électricité sont historiquement déterminés par les coûts de production des centrales nucléaires, à gaz, à charbon et hydroélectriques

De nombreux pays ont historiquement bénéficié de prix de l'électricité industrielle relativement compétitifs en raison de leur **faible coût de production**, comme au Canada, aux États-Unis, dans les pays nordiques et, dans une moindre mesure, en France.

Graphique 1 - Prix moyen national de la fourniture d'électricité à l'industrie¹ dans une sélection de pays compétitifs en 2017. [€/MWh hors taxes].



Source : EUROSTAT (pour les pays européens), AIE (pour les pays non européens).

La plupart des pays dépendant largement de l'**hydroélectricité** tels que la **Norvège, la Suède, la Finlande, certains États des États-Unis (Louisiane, Idaho, Washington), le Canada (Québec)** ont proposé des prix d'électricité relativement bas à leurs industriels. Les coûts de production d'hydroélectricité les plus bas dans certains États américains ont été estimés à 12-15 €/MWh en 2020².

Les pays ayant accès à un approvisionnement en gaz relativement peu cher, comme **les États-Unis**, ont également bénéficié de prix de l'électricité peu élevés grâce à leurs nombreuses **turbines à gaz à cycle combiné** (les coûts de production de gaz à cycle combiné les plus bas aux États-Unis ont été estimés à 30 €/MWh en 2020³).

¹ Périmètre incluant à la fois les coûts d'approvisionnement en électricité et les coûts de transport/distribution, pour les industriels ayant une consommation annuelle comprise entre 20GWh/an et 70GWh/an).

² Données publiées par le National Renewable Energy Laboratory (NREL).

³ Données publiées par le National Renewable Energy Laboratory (NREL).

En France, la **place prépondérante de l'énergie nucléaire** dans le mix électrique, a permis l'accès à une source d'électricité stable et compétitive. Selon un rapport de la Cour des comptes publié en 2021, le coût de production de l'énergie nucléaire historique se situait entre 42 et 60€/MWh.

Avant l'invasion Russe de l'Ukraine, l'**Allemagne** bénéficiait de prix de l'énergie compétitifs grâce à son approvisionnement bon marché en charbon (lignite) et en gaz en provenant de Russie.

B La transition énergétique entraîne une restructuration de la compétitivité énergétique de plusieurs pays

De nombreux pays ont déjà fixé des objectifs de décarbonation de leur mix électrique. Ces objectifs reposent principalement sur les énergies renouvelables et/ou nucléaire. La part des énergies renouvelables dans la production mondiale d'électricité devrait passer de 29 % en 2022 à 35 % en 2025.

- L'Europe vise 42,5 % de consommation et d'énergie renouvelable à horizon 2030 et 74% de pénétration dans son mix électrique. Les énergies renouvelables devraient représenter plus de 80 % de l'approvisionnement en électricité dans la plupart des pays européens.
 - Dans les pays misant sur le développement du nucléaire, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique restera en dessous de 50% (à titre d'exemple, la France vise 40 % d'énergies renouvelables pour l'approvisionnement en électricité d'ici 2030).
- Aux États-Unis, l'éolien, le solaire et les autres énergies renouvelables devraient atteindre 60 % de la production d'électricité en 2030 (contre 22 % en 2021) dans le cadre de la "Net Zero Pathway".

La transition massive vers les énergies renouvelables transforme les marchés de l'électricité.

À terme, la majeure partie du coût de l'électricité devrait être portée par :

- **Les coûts de production des énergies renouvelables** pour remplacer le mix électrique précédent et pour répondre à la croissance de la demande d'électricité.
- **Les investissements dans le réseau** pour intégrer des parts importantes d'énergie renouvelable dans le mix, qui se transmettent au sein des tarifs de réseau (paiements pour l'entretien et l'expansion du réseau).
- **Les coûts de flexibilité et de capacité**, des nouveaux actifs « de pointe » et flexibles (batteries, actifs de secours, etc.) qui remplacent le charbon et les anciennes capacités nucléaires pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. Par exemple, les marchés de capacité (lorsqu'ils existent) peuvent refléter ces coûts.

Loin du paradigme précédent basé sur l'hydroélectricité, le charbon, le gaz et le nucléaire, un mix basé sur les énergies renouvelables conduira donc à une restructuration de la compétitivité énergétique. Indépendamment de la configuration du marché, le coût total du système électrique pourra être inférieur dans les pays où les coûts de production des énergies renouvelables sont faibles.

Focus Allemagne #1

Historiquement, l'Allemagne a bénéficié d'un approvisionnement énergétique compétitif en Europe notamment grâce à ses approvisionnements en charbon et en gaz à bas prix importés de Russie. Les prix de gros du marché de l'électricité en Allemagne étaient historiquement les plus bas d'Europe occidentale.

Depuis 10 ans, l'Allemagne s'oriente résolument vers une énergie 100 % renouvelable à **tout prix**. Depuis la décision prise en 2011 d'abandonner progressivement l'énergie nucléaire, l'Allemagne n'a pas d'autre choix que de remplacer ses sources de combustibles fossiles par une production renouvelable. Ces combustibles fossiles représentent encore environ 40-45% de l'électricité produite en Allemagne (charbon et gaz naturel) en 2021.

Le niveau d'ambition du gouvernement fédéral pour l'Energiewende⁴ a considérablement augmenté avec la nouvelle coalition élue en 2021. Le pays vise désormais à fournir 80 % de l'électricité grâce aux énergies renouvelables d'ici à 2030. Cela signifie une multiplication par 2,5 de l'énergie solaire, par 2 de l'énergie éolienne terrestre et par presque 4 de l'énergie éolienne offshore par rapport à la fin de l'année 2023.

La stratégie agressive de décarbonisation allemande a un impact sur la compétitivité énergétique de ses industries

D'une part, l'électricité renouvelable a inondé le marché de l'électricité, faisant baisser les prix de gros de l'électricité et profitant aux grandes entreprises industrielles électro-intensives qui s'approvisionnent principalement en électricité sur le marché de gros. D'autre part, le déploiement massif d'énergies renouvelables, coûteux en capital, a fait grimper les prix de l'électricité pour les ménages et les entreprises à plus faible consommation d'énergie qui ont financé la transition par des taxes spécifiques telles que l'EEG.⁵

⁴ Le " Energy turnaround ".

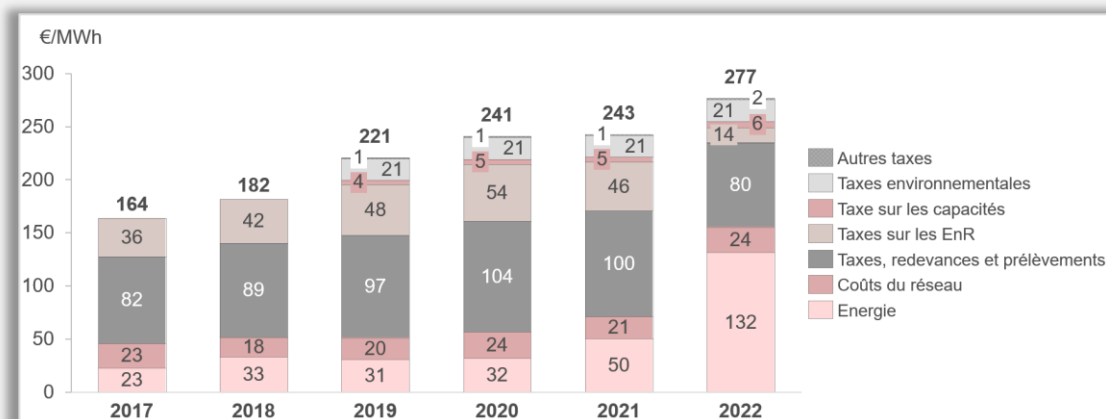
⁵ Prélèvement EEG : consacré à l'expansion des centrales d'énergie renouvelable.

Taxe KWKG : elle encourage la production d'électricité et de chaleur dans des centrales de production combinée de chaleur et d'électricité efficaces (centrales KWKG), ainsi que l'expansion des réseaux de chauffage et de refroidissement, et les installations de stockage de chaleur et de froid.

Taxe StromNEV : compense la perte de revenus due à la redevance individuelle de réseau

Taxe sur le réseau offshore : couvre les coûts liés à l'indemnisation des perturbations du raccordement au réseau des parcs éoliens offshore ainsi que les coûts de construction et d'exploitation des lignes de raccordement offshore.
Taxe sur les charges interruptibles : couvre les coûts des charges interruptibles qui sont utilisées pour maintenir la stabilité du réseau et du système.

Graphique 2 - Coût annuel de l'électricité pour les industriels ayant une consommation annuelle comprise entre 20GWh/an et 70GWh/an de 2017 à 2022 [€/MWh]



Source : Eurostat

Récemment, les gestionnaires de réseaux de transport ont annoncé le doublement des frais de réseau en 2024 (environ 10-20%⁶ augmentation des factures d'électricité des entreprises), principalement en raison des investissements nécessaires pour le raccordement des éoliennes en mer dans le nord du pays.

Focus France #1

La France dispose d'un mix électrique à faible teneur en carbone grâce à son parc nucléaire. Cependant, la plupart des réacteurs arriveront en fin de vie dans les 15 prochaines années, ce qui nécessite à la fois de moderniser ceux qui peuvent continuer à fonctionner à long terme et d'investir dans de nouvelles capacités (avec un coût plus élevé).

- Le coût total de la production nucléaire des installations actuelles (y compris Flamanville 3) a été estimé à 57-61 €/MWh⁷. Mais avec le développement de nouvelles centrales nucléaires plus coûteuses (comme l'a montré le contrat d'Hinkley Point à ~110€/MWh), ce coût pourrait encore augmenter. C'est la raison pour laquelle le gouvernement français propose de fixer un seuil de prélèvement sur les recettes d'EDF à 78 €/MWh⁸.

⁶ Selon les calculs de la Chambre allemande de l'industrie et du commerce, l'accès d'une entreprise au mécanisme de compensation des pics de prix de l'électricité mis en place par le gouvernement allemand dépend de .

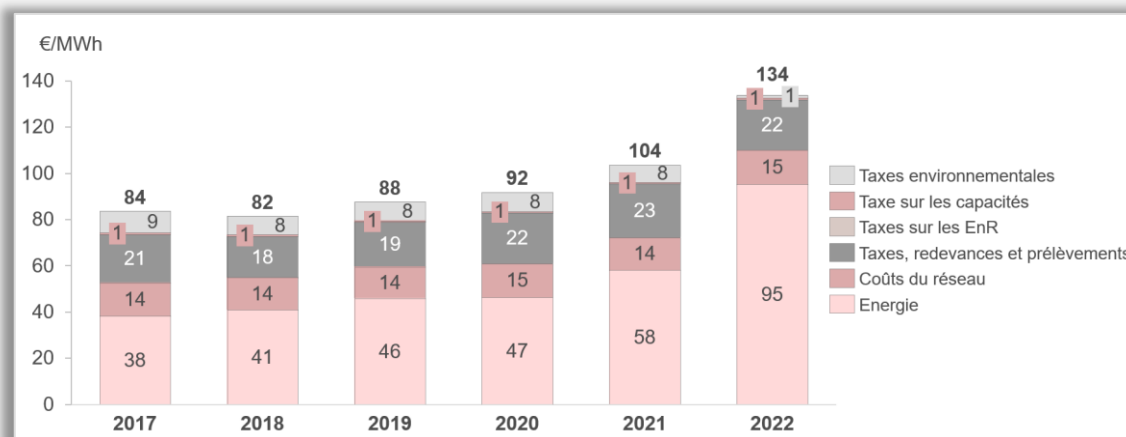
⁷ Données transmises par la CRE au gouvernement français dans un rapport publié en juillet 2023.

⁸ Données publiées par le ministère de l'énergie dans le cadre de la consultation publique sur les mécanismes post-ARENH. Elles excluent les revenus issus de la valorisation des certificats de capacité attribués au parc nucléaire via le mécanisme de capacité.

L'absence d'investissements continus par le passé pour anticiper les coûts à venir aura un impact à la hausse sur le coût de production de l'électricité à moyen terme en France. Les coûts de l'électricité augmenteront également en raison du coût élevé des énergies renouvelables en France.

- Les coûts de production des énergies renouvelables en France varient autour de 60-80€₂₀₂₃ /MWh pour les installations solaires et 60-90€₂₀₂₃ /MWh pour les installations éoliennes.
 - Avant la crise énergétique, ces coûts étaient respectivement d'environ 60-70€₂₀₂₀₋₂₀₂₂ /MWh pour les installations solaires et d'environ 65-75€₂₀₂₀₋₂₀₂₂ /MWh pour les installations éoliennes⁹.
 - La crise énergétique a entraîné une augmentation des taux d'intérêt, des coûts des matériaux et des OPEX.
- Les coûts de production devraient diminuer pour atteindre environ 60-65€₂₀₃₀ /MWh pour l'énergie solaire et environ 80-85€₂₀₃₀ /MWh pour l'énergie éolienne d'ici 2030 en raison de la baisse des taux d'intérêt et des CAPEX.

Graphique 3 - Coût annuel de l'électricité pour les industriels ayant une consommation annuelle comprise entre 20 GWh/an et 70 GWh/an de 2017 à 2022 [€/MWh]



Source : Eurostat : Eurostat

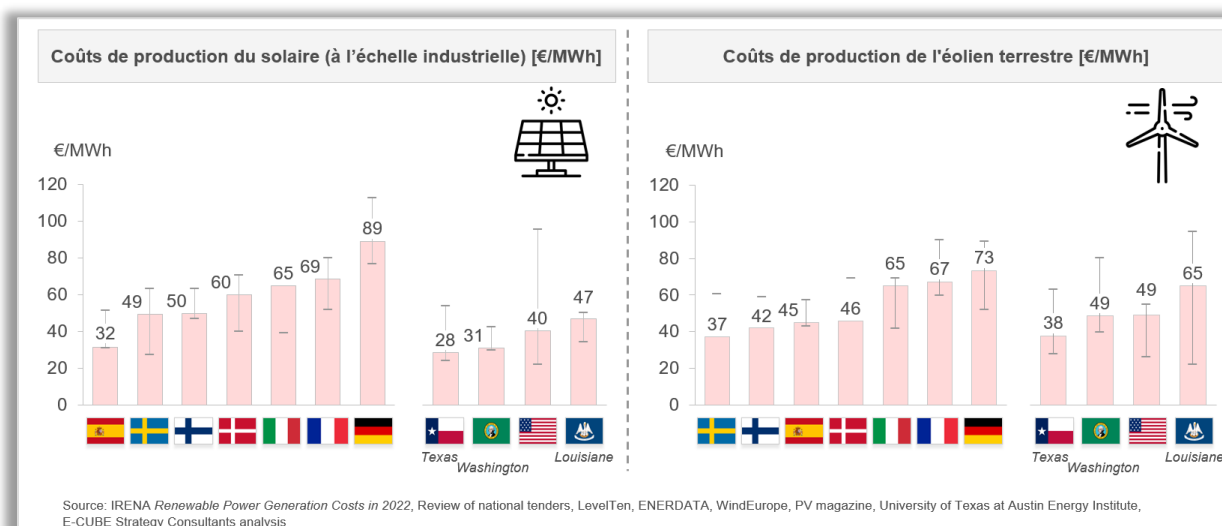
⁹ Graphique 5.

C L'Espagne, la Suède, la Finlande, le Danemark et le Texas ont des coûts de production d'électricité renouvelable inférieurs à ceux de la France et de l'Allemagne, ce qui leur confère un avantage concurrentiel à long terme

Plusieurs pays bénéficient **d'énergies renouvelables à bas coûts** (Espagne, Italie, Texas) et peuvent même **combiner les avantages d'un système de production d'électricité historiquement compétitif** avec des **ressources de production renouvelables récentes et à bas coûts**.

Cependant, d'autres pays (tels que l'Allemagne et la France) ont des coûts de production plus élevés et devraient voir leur compétitivité entravée, alors même que leur production d'énergie renouvelable ou leur part de nouveau nucléaire augmente.

Graphique 4 - Coûts de production du solaire et de l'éolien terrestre [données moyennes pour 2020-2022, €₂₀₂₂ /MWh]



Source : Renewable Power Generation Costs in 2022, Revue des enchères et appel d'offres nationaux, WindEurope, LevelTen Energy, ENERDATA, University of Texas at Austin Energy Institute, NREL, Energy Markets & Policy Berkeley Lab.

Les écarts des coûts de la production d'électricité renouvelable entre les pays peuvent s'expliquer par plusieurs facteurs :

- **Conditions climatiques favorables permettant des facteurs de charge plus élevés :**

- Les pays nordiques ont des vents forts leur permettant d'atteindre un facteur de charge de 28-30% pour l'énergie éolienne en Suède et en Finlande comparé à une moyenne de 24% en 2021¹⁰¹¹ dans l'UE.
- Les pays à fort ensoleillement comme l'Espagne bénéficient d'un facteur de charge élevé pour l'énergie solaire (16-20%). En comparaison, la moyenne mondiale est d'environ 11-13%. Les meilleurs sites de Californie, d'Australie et d'Afrique du Sud peuvent atteindre 25 % localement. **De tels facteurs de charge peuvent réduire les coûts de production de 30 à 40 %.**
- **Economies d'échelle**, avec un gain sur les coûts de développement et le CAPEX, mais aussi sur la maturité du secteur. Par exemple, la taille des parcs solaires en Espagne est souvent importante (130-230 MW) et permet des économies dans la production.
- **Faible taux d'emprunt, associés à la structure du marché** - revenus et volumes garantis, etc.
- **Faibles coûts d'exploitation et de maintenance**, qui représentent entre 10 et 30 % du coût total de production. Pour les projets éoliens terrestres, les coûts d'exploitation et de maintenance s'élèvent à environ 24€/kW/an en Espagne, alors qu'en France, en Allemagne et aux États-Unis ils atteignent environ 40-45€/kW/an¹².
- **Valeur significative des garanties d'origine (GoO/REC)** qui fournissent des sources de revenus supplémentaires pour les projets renouvelables. En Espagne, les GoOs sont considérées par les investisseurs comme une source stable de revenus et 29 % de la consommation d'électricité est couverte par des garanties d'origine (contre 12,17 % en 2020 en France) ; aux États-Unis, 9,6 millions de consommateurs ont acheté volontairement ~244TWh¹³ de RECs - équivalent à 38 % de la production américaine d'énergie hors hydroélectricité.
- **Soutien gouvernemental, politiques accompagnées de subventions**: les incitations fiscales et les *Feed-in tariff* contribuent à stimuler les investissements et à réduire les coûts.
- **Coûts de raccordement au réseau**, dépendant également des règles de connexion au réseau et de sa capacité à tolérer les risques de congestion.
- **Durée de développement du projet**, pouvant réduire significativement ses coûts. En moyenne, le temps de développement d'un projet est relativement long en Europe. Les

¹⁰ WindEurope, publié dans le rapport : *2022 Statistics and the outlook for 2023-2027*.

¹¹ Y compris les anciennes turbines. Incorporer cela dans le texte et supprimer la note de bas de page.

¹² Le Land-Based Wind Market Report indique que les frais d'exploitation des projets récemment installés (c'est-à-dire entre 2019 et 2021) devraient se situer en moyenne entre 33 \$/kW/an et 59 \$/kW/an (Wiser et Bolinger, 2022).

¹³ Données du National Renewable Energy Laboratory (NREL) pour 2021.

délais d'obtention des permis de construire dépassent la limite européenne de 2 ans dans la plupart des projets.¹⁴

- La durée est en moyenne de 5 ans en France et de 3 ans en Allemagne. En Italie, la moitié des projets d'énergie renouvelable sont actuellement abandonnés et l'autre moitié est soumise à un délai de six ans avant d'obtenir les permis.¹⁵
- Pour limiter les surcharges dues à des retards imprévus, l'Espagne a introduit une règle d'approbation par défaut pour les installations d'autoconsommation et les parcs solaires. Si l'administration ne répond pas à la demande dans un délai déterminé, la demande est automatiquement considérée comme approuvée.¹⁶

L'Espagne, la Suède, la Finlande, le Danemark et le Texas combinent certains avantages (facteur de charge, faibles coûts d'exploitation et de maintenance, courte durée de développement du projet) contribuant à réduire le coût total de leur production d'électricité renouvelable, alors que **la France** et **l'Allemagne** se heurtent à des obstacles importants sur plusieurs des critères susmentionnés. Pour ces pays, la compétitivité économique des nouvelles centrales nucléaires sera clé.

¹⁴ La REDII précise que les procédures administratives d'octroi de permis ne doivent pas dépasser deux ans pour les centrales de production d'électricité renouvelable et l'infrastructure de réseau connexe, y compris toutes les procédures d'autorisation, de certification et d'octroi de licences par les autorités compétentes.

¹⁵ WindEurope

¹⁶ Lorsque les administrations ne donnent pas de réponse dans un délai de 30 jours, la mesure administrative correspondante est considérée comme approuvée.

D Les industriels cherchent à limiter la volatilité des coûts de l'électricité et évalueront donc la compétitivité de l'énergie en fonction de la stabilité et de la prévisibilité des prix

La compétitivité énergétique ne s'évalue pas seulement sur le critère du coût mais aussi sur celui de la stabilité et de la prévisibilité des prix de l'électricité. Les **acteurs industriels cherchent à limiter la volatilité des coûts d'approvisionnement en électricité** afin d'avoir une meilleure visibilité sur les budgets alloués leur permettant d'améliorer leur capacité à prendre des décisions d'investissement à long terme.

D'une part, étant donné que la structure de coûts des énergies renouvelables repose principalement sur les investissements (CAPEX), l'enjeu de visibilité à long terme des coûts des industriels est doublé par l'intérêt s'assurer une visibilité des revenus à long terme pour les producteurs. Cependant, la variabilité de la production pose de réels problèmes de stabilité pour les marchés de l'électricité, augmentant la volatilité des prix sur les marchés spots. La corrélation entre le prix et la production induit également un risque pour la valeur de l'électricité produite et limite la valeur globale de la production d'électricité renouvelable lors de l'évaluation d'un contrat d'achat direct d'électricité à un producteur renouvelable (Power Purchase Agreement, PPA).

Les acteurs des marchés de l'électricité cherchent à se protéger contre le risque de volatilité et facturent donc des **primes de risque** liées à cette volatilité pour couvrir leurs risques. C'est le cas des fournisseurs d'électricité qui approvisionnent les acteurs industriels.

Pour gérer cette volatilité, l'accès à des outils d'atténuation est essentiel. Tels que :

- **Outils physiques** : actifs de flexibilité comme de l'« effacement », des capacités de stockage
- **Outils financiers** : des contrats de swap, des contrats de « profilage », des options...

Les pays qui soutiennent le développement de tels outils ou les pays ayant une forte pénétration de l'hydroélectricité dans leur mix électrique devraient être en mesure d'offrir une meilleure stabilité aux industriels.

Par ailleurs, la stabilité de la réglementation est également essentielle pour les industriels puisque la rentabilité de leurs décisions d'investissement repose en partie sur l'évolution

prévue des taxes, redevances et des règles de répartition des coûts. Ils évaluent donc le risque réglementaire.

E La capacité du système électrique à répondre à la demande et la qualité de l’approvisionnement en électricité sont également des critères essentiels pour les industriels

Avec l'accélération de l'électrification (mobilité, industries, chauffage, etc.), les états anticipent une demande d'électricité en forte croissance. En Europe, la demande d'électricité devrait plus que doubler d'ici 2050,¹⁷ surtout dans les pays où le gaz a une place prépondérante dans le mix énergétique comme en l'Allemagne.

De nombreux pays doivent accélérer fortement le développement des énergies renouvelables pour garantir une capacité de production suffisante et la fourniture d'électricité sans délestage. C'est notamment le cas de la France, de l'Allemagne et du Royaume-Uni, qui doivent tous réinvestir massivement dans leur parc de production.

La crise énergétique de 2022 en Europe a montré que les marges du système électrique européen étaient limitées, entraînant des prix de l'électricité et des primes de risque inédits, et réduisant fortement la production industrielle dans ces pays. Pour prévenir les prochaines crises, de nombreux industriels s'interrogent sur les risques de :

- Indisponibilité du parc nucléaire et retard sur les trajectoires de développement (en France, mais aussi au Royaume-Uni),
- Manque d'objectifs ambitieux en terme de développement d'énergies renouvelables en France et en Allemagne,
- Manque d'interconnexions

Ces risques sur l'accès à l'électricité en Europe s'exprime différemment aux États-Unis où le manque de résilience du système électrique a conduit à plusieurs délestages, comme au Texas en février 2021. Alors que des pays européens comme la France, l'Allemagne et le Royaume-Uni ont un indice SAIFI (System Average Interruption Duration Index) inférieur à 0,5, l'indice SAIFI des États-Unis est de 1,4 et de 3,3 au Texas en 2021 : **le consommateur moyen**

¹⁷ La Commission européenne estime qu'elle devra plus que doubler sa production d'électricité d'ici à 2050, tout en favorisant les énergies renouvelables, pour atteindre son objectif ambitieux de neutralité climatique.

a donc été trois fois plus privé d'électricité aux États-Unis qu'en Europe de l'Ouest à cause de la qualité du réseau.

Cette qualité de l'approvisionnement en électricité est essentielle pour les entreprises industrielles, pour leur permettre d'éviter toute interruption de la production ou tout dommage matériel.

F La flexibilité et l'amélioration du réseau de transport et de distribution sont essentielles pour garantir un approvisionnement fiable, stable et donc compétitif

Pour garantir la **stabilité des prix**, des **marges de capacité suffisantes** et la **qualité de l'approvisionnement en électricité**, il est essentiel d'intégrer efficacement les sources d'énergie renouvelables. Cela implique de gérer les variations de la demande et de l'offre grâce à des mécanismes de flexibilité tels que :

- Le **stockage** de l'énergie
- L'interconnexion **des réseaux entre les pays**
- Les technologies et solutions de **flexibilité de consommation électrique** (y compris les technologies de *smart grid*)
- Les technologies de **gestion de la demande**.

Si le développement de la flexibilité est essentielle pour réussir la transition, il est essentiel de le planifier pour garantir des coûts les plus bas possible. **Il est donc fondamental de développer des marchés de flexibilité accompagnés de cadres réglementaires adaptés** (conception du marché offrant des incitations à la flexibilité, y compris le marché des capacités et le marché des services auxiliaires, encourageant les acteurs du marché à investir dans des solutions de flexibilité et à en fournir) qui récompensent les investissements dans la flexibilité du réseau.

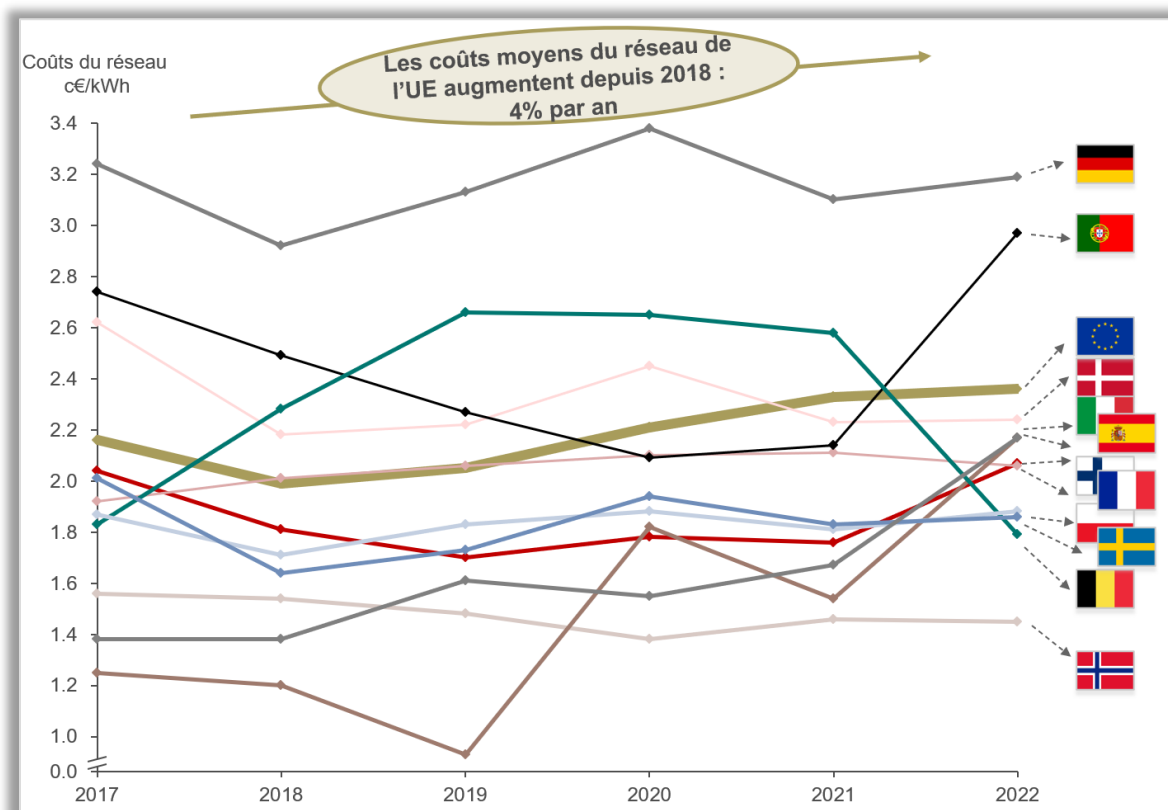
Les pays **disposant de ressources hydroélectriques**, comme les **pays nordiques, le Québec et l'État de Washington**, auront **plus de facilité à atteindre un haut niveau de flexibilité** car ils bénéficient déjà d'une source de flexibilité peu coûteuse. Cependant, le potentiel de croissance de cette flexibilité peut être remis en question par rapport à la croissance de la demande, et on s'attend également à ce qu'il soit affecté par le changement climatique.

En outre, la flexibilité peut être obtenue grâce à des ajustement de la consommation dont des solutions d'effacement, qui constituent une alternative à la production d'électricité pour le système énergétique. En France, les Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) et de Transport (GRT) ont lancé des appels d'offres permettant aux fournisseurs de flexibilité (effacement, stockage, centrales de production flexibles) de proposer des services de flexibilité locaux. La France travaille à réduire les obstacles au déploiement du stockage, notamment

par l'introduction d'un cadre juridique, la simplification des règles de raccordement au réseau et la clarification des règles fiscales, avec pour objectif que le stockage par batteries joue un rôle significatif dans la stabilisation du réseau d'ici 2030. Un nouvel appel d'offres a été lancé pour soutenir les technologies de flexibilité décarbonées (AOFD), telles que le stockage par batteries, afin de répondre aux besoins de modulation pendant les périodes de pointe (de 8h à 13h et de 18h à 20h) tout au long de l'hiver (d'octobre à avril).

Le développement des réseaux est également essentiel. Il nécessite le développement de système de transmission électrique longue distance permettant de minimiser les pertes, le renforcement des interconnexions entre réseaux nationaux et internationaux et le soutien à l'intégration des sources d'énergie renouvelables. La Commission européenne a estimé que 584 milliards d'euros d'investissements sont nécessaires d'ici 2030 pour développer les réseaux de transport et de distribution en Europe. Les coûts moyens des réseaux de l'UE ont déjà augmenté depuis 2018 avec des écarts importants entre les pays qui pourraient se creuser dans les années à venir.

Graphique 5 - Évolution des coûts de réseau dans les pays européens, pour les acteurs industriels ayant une consommation annuelle comprise entre 2GWh et 20GWh/an



Source : EUROSTAT

Les interconnexions entre les pays sont très attendues en Europe et sont essentielles pour permettre aux pays ayant des coûts de production élevés (France, Allemagne) de bénéficier de coûts de production plus faibles (ex. l'Espagne et les pays nordiques), et pour ces derniers de pouvoir évacuer les excédents de production.

- En Europe, les entreprises ont compris qu'elles pouvaient bénéficier des faibles coûts de production de leurs voisins grâce à des accords d'achat d'électricité (PPAs virtuels). Cependant, elles sont freinées par le potentiel de décorrélation des marchés des différents pays, qui peuvent générer des risques élevés si les marchés deviennent non corrélés en raison d'une interconnexion insuffisante.

La **modernisation du réseau électrique** est un défi commun à tous les pays. Un réseau vieillissant peut ralentir le rythme de développement des actifs renouvelables et créer un goulot d'étranglement pour la production d'électricité verte. Par exemple :

- En Pologne, le développement d'installations solaires a été retardé en raison de l'incapacité du réseau à les intégrer.
- En Espagne, l'extension du réseau constitue également un frein, notamment pour le développement des capacités de stockage.

Focus France #2

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français (RTE) a récemment publié son programme d'investissement pour 2024 d'un montant de 2,3 mds €¹⁸ (contre 2 mds € en 2023). Il comprend 715 m€ pour le renouvellement du réseau existant (+150 m€ par rapport à 2023), 490 m€ pour le renforcement et la création d'infrastructures, 260 m€ pour le raccordement des parcs éoliens en mer, et 260 m€ pour de nouvelles interconnexions. Les plans préliminaires pour 2025, 2026 et 2027 s'élèvent respectivement à 2,9 milliards d'euros, 3,4 milliards d'euros, et près de 4 milliards d'euros selon RTE.

¹⁸ Données communiquées par RTE en février 2024 après approbation de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) .

G Des mesures réglementaires et des aides financières telles que des taxes peuvent être utilisées pour réduire le coût de la transition énergétique supporté par les industriels.

Les gouvernements disposent de plusieurs leviers pour atténuer les fluctuations des coûts de l'électricité pour les industriels, via des aides financières ou des ajustements fiscaux, pouvant parfois générer des disparités entre les prix payés par les différents consommateurs.

La crise énergétique a mis en lumière l'interventionnisme des Etats, réagissant face à la flambée des prix de l'électricité en accordant des milliards d'euros de subventions et d'exonérations fiscales pour protéger les ménages et les entreprises (EEG en Allemagne, TICFE en France). Bien que la phase aiguë de la crise énergétique soit passée, les préoccupations en matière de compétitivité industrielle continuent d'exercer une pression sur les gouvernements afin qu'ils continuent à accorder des subventions ou des exonérations fiscales.

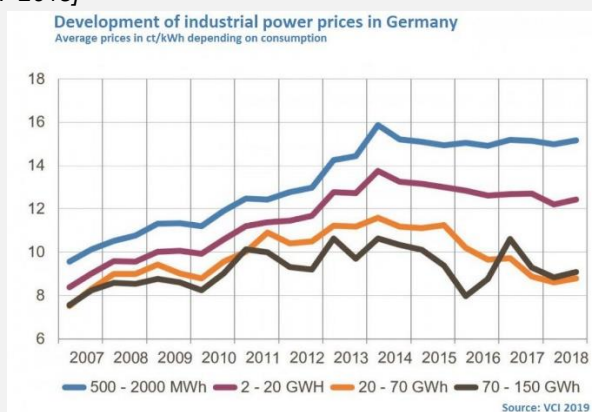
Pour réduire le coût de l'électricité pour les consommateurs industriels, les gouvernements peuvent agir sur l'assiette fiscale pour transférer le coût de la transition vers des entités qui sont moins exposées à la concurrence internationale. Par exemple, ils peuvent utiliser à leur avantage :

- La répartition entre l'imposition des ménages et des entreprises, ainsi qu'entre les petites, moyennes et grandes entreprises.
- La répartition entre les entreprises à forte et faible consommation énergétique.
- Les compromis pour attirer de nouvelles usines de fabrication de technologies propres.

Focus Allemagne #2

En Allemagne, les grandes entreprises ont bénéficié de nombreuses d'exonérations d'impôts et de taxes, payant des tarifs d'électricité peu élevés et bénéficiant d'un prix de gros de l'électricité relativement bas.

Graphique 6 - Prix historique de l'électricité industrielle en Allemagne en fonction de la consommation d'électricité [c€/kWh, 2007-2018]



Source : VCI 2019

L'Allemagne a permis aux industriels électro-intensifs d'avoir accès à des prix de l'électricité relativement faibles grâce à des exonérations fiscales ou à des prélèvements spécifiques.

Par exemple, des exemptions à la taxe EEG ont été accordées aux moyennes et grandes usines du secteur manufacturier. Le prélèvement EEG est également connu sous le nom de "surtaxe sur l'énergie verte" et est payé depuis 2000 pour subventionner l'expansion des centrales d'énergie renouvelable.¹⁹

- Les sites de production pouvaient bénéficier d'une **exonération de l'EEG** si ils consommaient plus de 1 GWh d'électricité et si le rapport entre le coût de l'électricité et la valeur ajoutée brute (VAB) au niveau de l'entreprise était supérieur à 14 %. Les usines exonérées payaient une EEG très réduite de 0,5 €/MWh (contre environ 65 €/MWh en 2020) pour toute consommation d'électricité dépassant 10 % de leur consommation de référence au cours de l'année déterminant l'éligibilité. Les installations les plus électro-intensives, dont la consommation d'électricité est supérieure à 100 GWh et dont le rapport entre le coût de l'électricité et la valeur ajoutée brute est supérieur à 20 %, ont bénéficié d'une exonération totale.

De plus, le prix de l'électricité payé par les ménages allemands comprend un prélèvement pour le **rabais accordé à l'industrie sur les frais de réseau**, qui représente environ 1,1 % de la facture. En effet, comme les gros consommateurs d'électricité sont partiellement ou totalement exonérés des frais de réseau, les coûts sont répartis entre les consommateurs par le biais de ce prélèvement qui s'élève à 4,3 €/MWh.

Récemment, la coalition gouvernementale tripartite allemande a convenu d'un "paquet sur le prix de l'électricité" prévoyant une aide d'au moins 28 milliards d'euros entre 2024 et 2027 pour soutenir les industries manufacturières face à la hausse des prix ;

Cette aide comprend :

- La réduction de la taxe sur l'électricité en 2024 et 2025, qui passerait de 15,4 €/MWh à 0,5 €/MWh, le minimum autorisé par l'Union européenne, pour le secteur manufacturier²⁰. Cette réduction pourrait être prolongée de trois ans.²¹
- La prolongation de cinq ans d'un **régime de subventions visant à compenser les entreprises les plus électro-intensives pour une partie des coûts du CO2** pour l'électricité dans le cadre du système communautaire d'échange de quotas d'émission (EU ETS) pour les entreprises à forte consommation d'énergie les plus vulnérables à la concurrence internationale.
- La prolongation de cinq ans du "super plafond", qui limite les coûts totaux de l'échange de quotas d'émission de CO2 pour environ 90 entreprises particulièrement énergivores à un certain pourcentage de la valeur ajoutée brute de l'entreprise.
- Une subvention gouvernementale empêcher l'augmentation des frais de réseau en 2024.

¹⁹ En 2022, le gouvernement allemand a mis fin au prélèvement EEG pour limiter la hausse des prix de l'électricité résultant de l'addition d'une transition énergétique ambitieuse et des prix élevés du gaz. Le gouvernement fédéral compensera les pertes de revenus des gestionnaires de réseaux de transport grâce au Fonds spécial pour l'énergie et le climat (EKF).

²⁰ The plan will be extended to 2026-2028 if the federal budget allows it.

²¹ Annonce du gouvernement .

Les pays peuvent améliorer leur compétitivité énergétique en facilitant le développement des énergies renouvelables grâce à une stratégie globale basée sur la planification stratégique, l'accélération des projets et la simplification des processus d'autorisation. Voici plusieurs mesures que les pays peuvent envisager :

- **Planification à long terme du développement des énergies renouvelable et du réseau électrique** : établir des objectifs nationaux avec des cibles ambitieuses concernant la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique national et le développement du réseau électrique pour fournir une feuille de route univoque garantissant le maintien d'une offre d'électricité excédentaire malgré la croissance rapide de la demande.
- **Cadre politique et réglementaire** : mettre en place des tarifs de rachat garantis (Feed-in Tariffs) ou des compléments de rémunération, et des contrats d'achat d'électricité (Power Purchase Agreements, PPA) qui offrent des contrats à long terme avec des prix garantis pour les producteurs d'énergie renouvelable permettant de réduire significativement les coûts de production pour accélérer la production.
- **Uniformisation et accélération des procédures d'autorisation et de délivrance des permis** : mise en place de procédures standardisées pour l'autorisation des projets afin de réduire les délais et d'augmenter sa lisibilité pour les développeurs de projet. Elaboration de procédures et d'exigences normalisées pour l'approbation des projets afin de simplifier le processus d'autorisation et de réduire les incertitudes pour les promoteurs.
- **Soutien à l'investissement** : développer des incitations fiscales (crédits d'impôt, exonérations fiscales ou autres incitations financières) visant à attirer les investissements dans des projets d'énergies renouvelables.

E-CUBE Strategy Consultants est un cabinet de conseil en stratégie de premier plan, exclusivement dédié aux questions énergétiques et environnementales. Nous combinons les atouts de proximité, de réactivité et de flexibilité d'une petite équipe avec l'excellence et l'expérience d'une équipe internationale.

Nos trois domaines d'expertise sont :

- **Energie & Environnement** : Accompagner les entreprises du secteur de l'énergie (compagnies d'électricité et de gaz, acteurs du secteur des nouvelles énergies renouvelables, compagnies pétrolières) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur marché, de leur environnement réglementaire, concurrentiel et technologique. Assister les acteurs publics et privés dans l'évaluation ou la définition de leur stratégie afin d'intégrer les défis et les opportunités d'une "nouvelle donne" énergétique et environnementale.
- **Mobilité & Infrastructures** : Accompagner les acteurs publics et privés de la mobilité (automobile, transport routier, ferroviaire, aérien, maritime, logistique) dans le cadre de leurs projets stratégiques, réglementaires et opérationnels. Accompagner les leaders du secteur et les collectivités locales dans la réévaluation de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux numériques et la montée en puissance de nouveaux modèles et usages. Accompagner les fonds d'investissement dans leurs acquisitions et prises de participation.
- **Stratégie climat & Innovation durable** : Accompagner les acteurs industriels et les groupes tertiaires dans la compréhension des impacts de la transition énergétique et environnementale sur leurs activités et leurs modèles économiques. Soutenir et tester leur stratégie de décarbonisation (objectifs et feuille de route) et d'adaptation au climat.

E-CUBE Strategy Consultants soutient ses clients depuis ses bureaux de Paris, Londres, Lausanne et Bruxelles, et grâce-à ses partenaires et son réseau d'expert E-CUBE Global.

Pour plus d'informations, veuillez consulter le site www.e-cube.com.

Auteurs

Astrid Lalouette, Senior Consultante

Etienne Jan, Associate Partner

Alexandre Bouchet, Partner & Founder



PARIS - LAUSANNE - BRUXELLES - LONDRES -
MUNICH - SAN FRANCISCO

Compétitivité énergétique - Coût de l'électricité et transition énergétique : quelles sont les conséquences pour la compétitivité industrielle des pays ?

septembre 2024

Copyright © E-CUBE Strategy Consultants SAS

www.e-cube.com

Toute reproduction sans l'autorisation de l'auteur est interdite.

Contact

Alexandre Bouchet - Associé et fondateur

alexandre.bouchet@e-cube.com