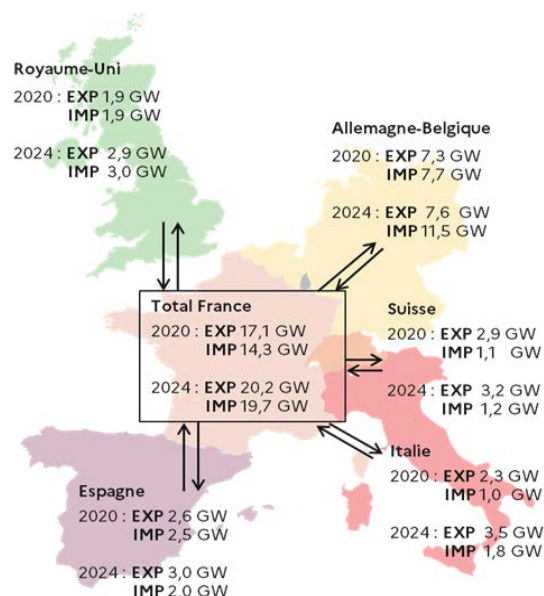


Les interconnexions électriques au service de la transition énergétique

Jacques DE SAINT PIERRE, Jules GRIMONT

- Les interconnexions électriques, qui relient le réseau français à ceux des pays voisins, renforcent la sécurité d'approvisionnement et permettent aux consommateurs de bénéficier en priorité de la production d'électricité la plus compétitive et la moins carbonée.
- Pendant la crise des prix de l'énergie en 2022 et 2023, elles ont permis aux consommateurs en France d'éviter des situations de coupures, voire de *black-out*, en permettant de compenser la baisse de production des centrales nucléaires et hydroélectriques françaises.
- Les interconnexions pertinentes produisent des bénéfices socioéconomiques régionaux. Ces bénéfices sont toutefois asymétriques entre pays d'une part et entre producteurs et consommateurs d'électricité d'autre part. Pour préserver les incitations des acteurs à construire et utiliser les interconnexions, il est utile d'avoir des mécanismes de redistribution entre États et, au sein d'un même pays, entre acteurs économiques.
- Le développement des réseaux internes nationaux est tout aussi important que les interconnexions pour réaliser les objectifs de l'intégration électrique européenne. L'investissement dans les réseaux nationaux permet en effet de maximiser le bon usage des interconnexions et éviter qu'elles propagent des congestions dans les systèmes électriques voisins.
- Les interconnexions permettent à plusieurs pays de mettre en commun les actifs assurant la résilience de leur système électrique : centrales de pointe, batteries, mécanismes de flexibilité de la demande, etc. Dans un système énergétique européen en profonde transformation, les interconnexions constituent une assurance face aux aléas autour de l'évolution du système électrique.
- Par conséquent, le développement des interconnexions et autres actifs de flexibilité est envisagé de manière coordonnée au niveau européen, afin de limiter les besoins d'investissement et les rémunérer à leur juste valeur sociale.

Les capacités d'interconnexion et d'importations d'électricité aux interconnexions française en 2020 et 2024



Source : Commission de Régulation de l'Énergie.

Note de lecture : EXP désigne les capacités d'exportation vers le pays concerné et IMP les capacités d'importation.

1. La France est un pays hautement interconnecté avec ses voisins et pleinement intégré dans les mécanismes électriques européens

1.1 Les interconnexions ont été initialement construites pour la sécurité d'approvisionnement

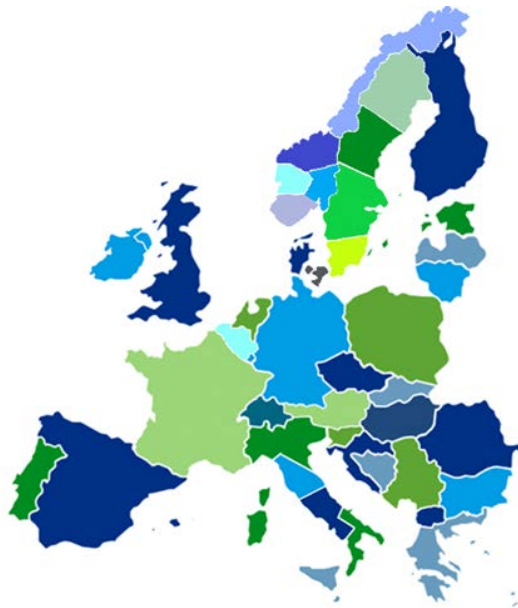
Le marché européen de l'électricité se divise en plusieurs zones, dans lesquelles l'offre et la demande d'électricité, exprimées sur les bourses pour une échéance donnée, se rencontrent pour former un prix unique. Dans la plupart des cas, chaque zone suit la frontière d'un État (cf. Figure 1), c'est par exemple le cas de la France métropolitaine, qui représente une zone de prix unique, contrairement à l'Italie divisée en 5 zones du nord au sud.

Une interconnexion électrique est une ligne électrique traversant la frontière entre deux zones. Elle permet d'échanger de l'électricité entre elles, à hauteur de sa capacité (en GW).

Les interconnexions européennes se sont développées après la Seconde guerre mondiale, initialement dans une logique d'assistance mutuelle. Ainsi, en cas de défaillance d'une infrastructure domestique ou de pic de consommation imprévu, un pays peut compter sur une partie de la capacité électrique excédentaire de son voisin interconnecté (cf. Encadré 1). Depuis la première interconnexion européenne, construite à la jonction des frontières française, allemande et suisse en 1958, plus de 400 interconnexions ont vu le jour sur

le continent, dont 37 aux frontières françaises représentant environ 20 GW de capacité d'échange en 2024. La France est historiquement un pays exportateur d'électricité (cf. Graphique 1). Pour la deuxième année consécutive, la France a battu son record d'exportation d'électricité l'an dernier. Elle enregistre un solde exportateur net de 92,3 TWh en 2025.

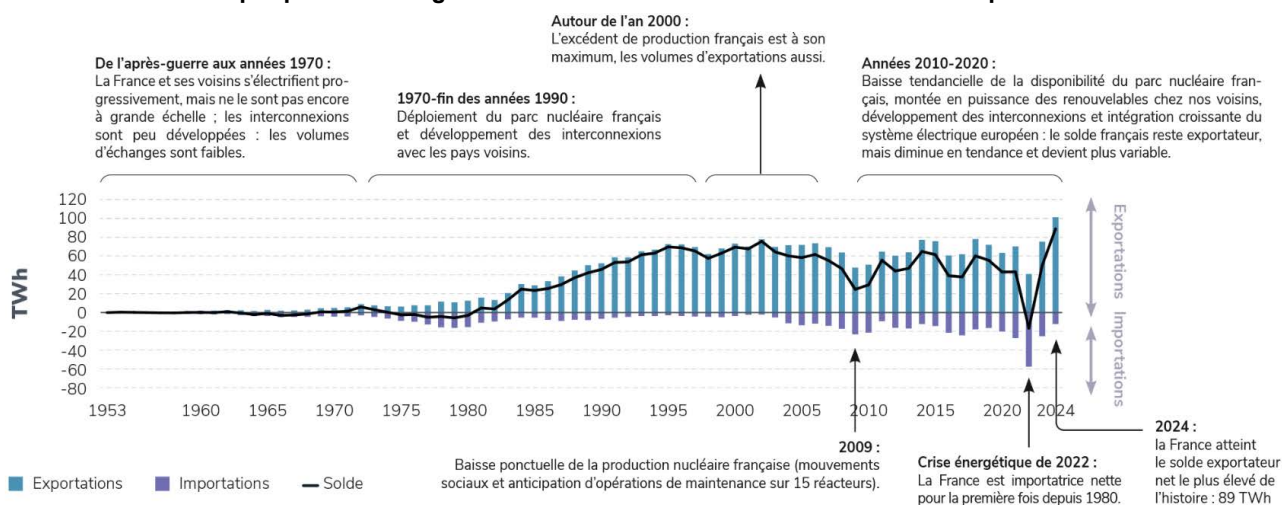
Figure 1 : Carte des zones de prix en Europe



Source : Florence School of Regulation.

Note de lecture : Chaque zone de prix est désignée par une couleur et des frontières. Deux zones de la même couleur ne sont pas liées.

Graphique 1 : Échanges d'électricité entre la France et ses voisins depuis 1953



Source : Réseau de Transport d'Électricité (RTE) (2025), Bilan électrique 2024.

Note de lecture : Les valeurs positives correspondent à des exportations françaises, les valeurs négatives à des importations.

Encadré 1 : Le rôle des interconnexions pendant la crise des prix de l'énergie de 2022-2023

En raison de la faible production d'électricité française, notamment nucléaire (conséquence du phénomène de corrosion sous contrainte) et hydraulique (sécheresse à l'été 2022), la France s'est retrouvée pour la première fois depuis les années 1980 en situation d'import net d'électricité sur l'année 2022.

La France a ainsi été importatrice 70 % du temps durant cette année : les interconnexions ont permis d'assurer la sécurité d'approvisionnement du pays pendant 5 % du temps (évitant des mesures de réduction de la demande : délestage et coupure) et d'apporter des sources d'électricité compétitives pendant 65 % des heures de l'année.

Cette tension sur l'offre d'électricité a produit des prix de gros particulièrement élevés en France par rapport à ses voisins européens.

Tableau 1 : Différentiels de prix de gros journaliers de l'électricité entre 2016 et 2023 en moyenne annuelle (différence entre le prix du pays voisin et le prix français)

€/MWh	Grande-Bretagne	Allemagne	Belgique	Suisse	Italie	Espagne
2015-2020	11	-6	2	1,5	10	6,5
2021	28,5	12	-5	6	16	3
2022	-34	-40	-31	6	32	-108
2023	11	-2	0,4	11	31	-10

Source : CRE, 2024, *Rapport sur les interconnexions électriques et gazières françaises 2020-2023*.

Note de lecture : En 2022, le prix de gros journalier moyen espagnol était en moyenne inférieur au prix français de 108 €/MWh.

N.B. Ce différentiel particulièrement élevé est lié à la mise en place du mécanisme ibérique, avec une subvention des prix du gaz pour la production électrique. Ce mécanisme a bénéficié au consommateur français en permettant d'importer de l'électricité produite en Espagne à prix plafonné.

D'après le gestionnaire du Réseau de transport d'électricité (RTE)^a, si les interconnexions n'avaient pas été développées depuis les années 2010 et en l'absence de baisse de consommation, l'hiver 2022-2023 aurait connu 5 situations de signaux Ecowatt orange et 12 signaux Ecowatt rouge^b, synonyme d'un risque imminent de rupture d'approvisionnement pour une partie des consommateurs.

a. RTE (2025), « Bilan Prévisionnel 2023-2035 ».

b. Contre aucune activation de ces signaux durant la crise de 2022-2023.

1.2 Les interconnexions permettent la mise en place des mécanismes d'optimisation économique et induisent une convergence des prix

Les interconnexions permettent d'étendre et de mutualiser l'espace de marché disponible pour satisfaire l'offre et la demande d'électricité. Une consommation domestique d'électricité peut être satisfaite par un surplus présent dans un pays voisin, s'il reste de la capacité d'échange disponible sur les interconnexions. Ainsi, elles rendent accessible aux mécanismes d'optimisation de marché un plus grand nombre de moyens de production, qui s'activent selon leur coût marginal croissant (cf. Graphique 2).

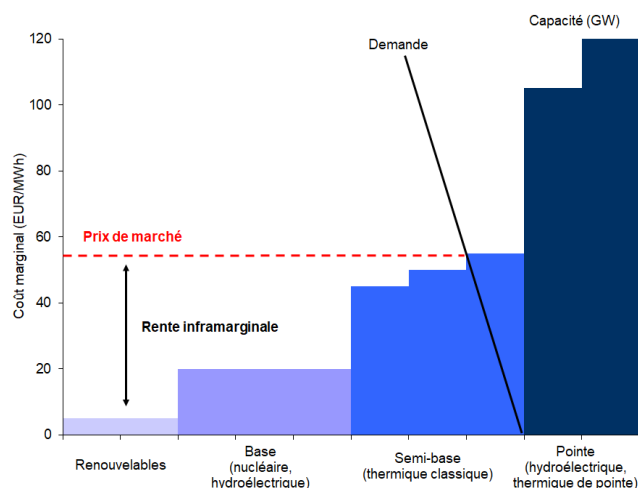
Les sources appelées en premier, *i.e.* les moins chères, sont en général celles ayant un coût de combustible (incluant le facteur d'émission associé) nul ou faible. En effet, les centrales de production électriques sont sujettes aux quotas d'émissions échangés via le marché *Emissions Trading Scheme* (ou ETS) européen, qui ajoute une tarification du carbone selon les émissions du combustible utilisé. Le marché européen favorise donc les centrales ayant les facteurs d'émission de gaz à effets de serre les moins élevés, comme les renouvelables et le nucléaire¹. Ainsi, en étendant l'espace de marché, les interconnexions permettent d'augmenter le nombre de sources à bas coût marginal et à faibles émissions disponibles pour satisfaire la demande d'électricité nationale².

(1) Zachmann G. *et al.* (2024), "Unity in power, power in unity: why the EU needs more integrated electricity markets", *Bruegel Policy Brief*.

(2) Didier M., Loublier A. et Souletie A. (2017), « Électricité verte : les avantages d'une approche européenne », *Trésor-Éco*, n° 197.

Quand les interconnexions ne sont pas saturées, les prix entre deux zones convergent. Le développement des interconnexions augmente donc la convergence des prix français avec ceux des pays voisins. Les prix journaliers au sein de la zone France-Allemagne-Belgique ont convergé pendant environ 45 % du temps en 2023, contre environ 20 % du temps en 2015, témoignant de la forte intégration de la France au marché européen³.

Graphique 2 : Schéma théorique d'appel des moyens de production sur le marché de l'électricité



Source : DG Trésor, les coûts marginaux présentés sont illustratifs. Note de lecture : Les prix de gros de l'électricité sur le marché journalier (un jour avant le temps réel, marché de référence de l'électricité, appelé également *spot*) sont établis selon la logique du coût marginal de production. Les moyens de production, y compris ceux rendus disponibles par une interconnexion, sont appelés par coût marginal croissant, jusqu'à ce que l'offre satisfasse la demande. Le coût marginal de la dernière centrale appelée pour assurer l'équilibre offre-demande dans la zone définit le prix de gros de l'électricité pour toute la zone. Dans le graphique ci-dessus, les courbes d'offre et de demande se rencontrent à l'activation d'une centrale de semi-base dont le coût marginal de production est de 55 €/MWh. Le prix de l'électricité s'établira donc à ce niveau pour toutes les centrales appelées ; celles ayant un coût marginal de production inférieur au prix de marché réalisent une marge appelée *rente infra-marginale*.

1.3 La France maintient des objectifs ambitieux de développement des interconnexions

La transition énergétique, via l'électrification et une plus grande part de moyens de production électrique variables (e.g. éolien, solaire), augmente le besoin en moyens de flexibilité pour le système électrique, dont les interconnexions font partie. La capacité d'interconnexion pourrait doubler à l'horizon 2050⁴ :

jusqu'à 45 GW d'interconnexions (en capacité d'import) pourrait se justifier socio-économiquement⁵ aux frontières françaises, pour un gain de 2 à 6 Md€/an à l'échelle du système français (correspondant au coût de nouvelles centrales évité en France et au coût évité de fonctionnement des centrales pilotables) par rapport à une situation sans nouvelles interconnexions⁶.

Ce niveau d'interconnexions se justifie en comptabilisant le bénéfice socioéconomique à l'échelle européenne. En revanche, en mesurant uniquement le bénéfice socioéconomique à l'échelle française, jusqu'à 39 GW d'interconnexions se justifie dans tous les scénarii. Au-delà, les bénéfices économiques restent positifs pour la France uniquement dans les scénarios avec un très fort développement des énergies renouvelables et un prix du gaz qui se maintient ou augmente (cf. Graphique 3)⁷. Le dernier schéma décennal de développement des réseaux européens via l'étude « *Identification of System Needs* » identifie quant à lui un espace économique pour 24 GW de capacités additionnelles d'interconnexion françaises à horizon 2040⁸.

Il convient toutefois noter que les analyses mentionnées dans les deux paragraphes supra sont maximalistes et ne prennent pas en compte le coût des renforcements internes rendus nécessaires par les interconnexions, ni la hausse du coût des interconnexions observée depuis 2021 (cf. exemple de l'interconnexion Golfe de Gascogne *infra*), qui viennent grever ces bénéfices économiques.

1.4 Un processus d'évaluation robuste encadre la décision d'investissement dans la construction d'une nouvelle interconnexion électrique

Pour inciter à la construction de nouvelles interconnexions, l'Union européenne s'appuie sur une approche normative fixant un objectif commun : un objectif unique minimum d'interconnexion (non-contraignant) égal à 15 % de la capacité électrique de chaque État-membre et une allocation de minimum 70 % de la capacité d'interconnexion à disposition des échanges commerciaux (le reste étant dévolu aux marges de sécurité, aux flux techniques d'équilibrage du système, et aux flux de bouclage –

(3) Prix observés sur la plateforme Transparency de l'ENTSO-e, la convergence est considérée atteinte quand l'écart de prix est inférieur à 1 €.

(4) RTE (2021), « Futurs énergétiques 2050 ».

(5) i.e. sur la base du bénéfice socioéconomique régional : somme des gains et perte de surplus des consommateurs et producteurs dans les pays concernés, nette des coûts de construction et de gestion de l'interconnexion.

(6) RTE (2021), *op. cit.*

(7) RTE (2021), *op. cit.*

(8) Entso-e, Ten-Year Network Development Plan 2024.

cf. section 3.1). Dans le cas de la France, la capacité d'interconnexion installée représente 13 % de la capacité électrique installée en 2024⁹. En pratique, la décision d'investissement dans une interconnexion reste toutefois à la main de chaque État-membre.

En France, ce processus est le fruit d'une analyse socioéconomique *ex ante* pour chaque projet, tenant compte des paramètres physiques, économiques et financiers qui lui sont propres, et en coopération avec les autres zones concernées. L'analyse *ex post* des interconnexions existantes aux frontières françaises met en évidence une certaine robustesse des analyses coûts-bénéfices réalisées *ex ante* :

- Les flux transitant par les interconnexions – prévus par les exercices prospectifs d'évolution des mix électriques effectués par les gestionnaires de réseaux et audités par les régulateurs – présentent des niveaux satisfaisants. En 2019, les interconnexions franco-italiennes étaient utilisées à 94 % de leur capacité, les franco-espagnoles à 87 %, les franco-suisse à 70 % et les franco-britanniques à 76 %¹⁰.

- Les coûts de construction des projets terrestres en courant alternatif ne subissent pas de dérive importante au-delà de l'enveloppe approuvée par les régulateurs. En revanche, plusieurs projets récents d'interconnexions en courant continu¹¹ et sous-marines¹², e.g. Celtic et Golfe de Gascogne, enregistrent des hausses de coûts jugées importantes par la Commission de régulation de l'énergie (CRE)¹³. Dans ces cas de figure, des clauses de revoyure peuvent être prévues par les régulateurs. Par exemple, pour le projet Golfe de Gascogne, la référence de partage transfrontalier des coûts du projet a été revue en 2023 pour l'adapter à l'inflation : l'Espagne devait initialement supporter 62,5 % des coûts, dont les surcoûts jusqu'à une enveloppe de 250 M€. Ce seuil ayant été dépassé en raison de la forte hausse de coût du chantier et des matériaux, un partage des dépenses d'investissement totaux de 55 %-45 % Espagne-France a été décidé par les régulateurs, en échange d'un rééquilibrage des bénéfices financiers de l'interconnexion une fois construite (au moyen d'un amendement de la décision conjointe de répartition des coûts et bénéfices, prise par les régulateurs en 2017)¹⁴.

2. Les interconnexions créent une mise en commun de systèmes électriques, avec des retombées asymétriques à répartir

2.1 Les interconnexions électriques pertinentes génèrent des bénéfices socioéconomiques pour la collectivité

L'existence d'un différentiel de prix de l'électricité durable entre deux zones est un des fondements de la pertinence économique d'un investissement dans une interconnexion. Ainsi, la zone produisant de l'électricité à un prix inférieur pourra exporter sa production vers la zone où le prix est plus élevé, réduisant le besoin de cette zone d'activer des moyens de production coûteux. Si l'ensemble de ces bénéfices est supérieur au coût de construction et de fonctionnement de l'interconnexion, alors cette dernière dégage un gain socioéconomique pour la collectivité.

Le bénéfice pour la collectivité généré par une interconnexion dépend donc du niveau des prix de l'électricité dans la région, de leur volatilité, et du coût des matières premières et de la main d'œuvre nécessaire. Par exemple, les interconnexions électriques auront une valeur économique plus grande dans un système électrique avec une forte proportion de moyens électriques renouvelables non pilotables. Elles permettent l'accès à une base de consommation et de production plus large qui fournit une flexibilité utile à l'équilibre offre-demande en temps réel (cf. Graphique 3).

Le prix du gaz détermine encore fréquemment le prix de l'électricité à moyen terme en Europe de façon hétérogène¹⁵ et par conséquent les différentiels de prix et la valeur économique des échanges. Les

(9) Capacité d'interconnexion : c. 19,5 GW à l'import. Capacité de production électrique : c. 155,5 GW. Sources : RTE (2025), Bilan électrique 2024 et RTE (2024), Bilan prévisionnel 2023-2035.

(10) Calculs DG Trésor à partir de CRE (2020), « Rapport sur les interconnexions électriques et gazières de la CRE ».

(11) Plus coûteuses que les interconnexions « classiques » en courant alternatif.

(12) Plus risquées et coûteuses que les interconnexions terrestres (en plus d'être en courant continu).

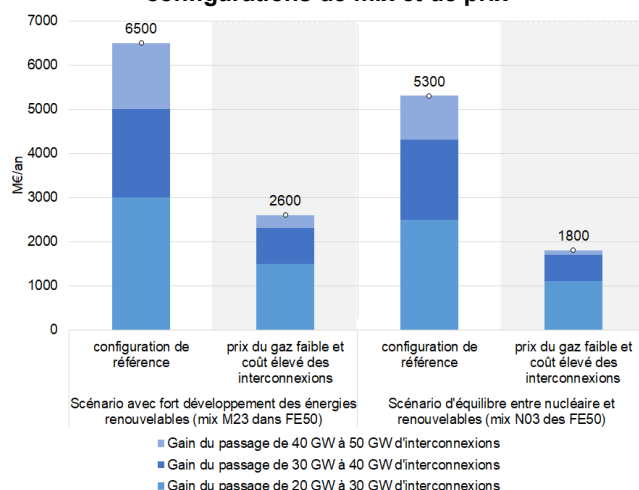
(13) CRE (2023), « Délibération portant modification de la décision conjointe de répartition transfrontalière du projet Golfe de Gascogne ».

(14) CRE (2023), *op. cit.*

(15) À prix du gaz donné, les centrales à gaz européennes produisent de l'électricité à un coût différencié selon leurs performances.

interconnexions permettent de retarder l'activation de centrales à gaz qui auraient tiré le prix de l'électricité à la hausse. Par conséquent, un prix du gaz plus élevé influe positivement sur le bénéfice économique apporté par les interconnexions.

Graphique 3 : Gain pour la collectivité au développement des interconnexions à l'horizon 2050 dans différentes configurations de mix et de prix



Source : RTE, Calculs DG Trésor.

2.2 La répartition des bénéfices socioéconomiques régionaux est asymétrique entre pays et entre acteurs

Une interconnexion pertinente économiquement assure un gain économique à la collectivité mais engendre une répartition asymétrique des bénéfices : (i) entre pays¹⁶ et (ii) entre les consommateurs et producteurs d'électricité d'un même pays. Pour le pays exportateur d'électricité, dont les prix étaient initialement plus bas, l'interconnexion favorise les producteurs (via la hausse du chiffre d'affaires) alors que dans le pays importateur, dont les prix étaient initialement plus élevés, elle profite aux consommateurs d'électricité, à la fois ménages et entreprises (qui voient le prix de l'électricité baisser grâce à la convergence induite par l'interconnexion).

Ces surplus asymétriques produisent, hors mécanismes compensatoires, des incitations antagonistes pour les producteurs et les consommateurs des pays concernés. En effet, les producteurs des pays à bas prix ont un intérêt fort au développement de nouvelles interconnexions tandis que les consommateurs de ce pays ont plutôt un intérêt à le freiner. La situation est inverse dans les pays où l'électricité est chère.

2.3 Cas pratique : Les impacts redistributifs d'une nouvelle interconnexion

Ce cas pratique détaille les impacts induits par la mise en place d'une interconnexion de 5 GW entre un pays E (Exportateur) et un pays I (Importateur) par rapport à une situation initiale sans interconnexion. Les valeurs numériques sont présentées à titre purement illustratif et ne correspondent pas à une situation observée.

Dans la configuration sans interconnexion, le niveau de demande dans le pays I (50 GW pour une heure de consommation) nécessite le démarrage de 5 GW de capacité de production au fioul ayant un coût variable de production très élevé (100 €/MWh). Dans le pays E, le niveau de consommation (80 GW pour une heure de consommation) est couvert par la production éolienne et nucléaire, cette dernière étant l'unité marginale avec un coût variable de 10 €/MWh. Les prix de marché s'établissent donc respectivement à 100 €/MWh et 10 €/MWh en dans les pays I et E, dans des marchés en autarcie.

La mise en place d'une interconnexion de 5 GW permet de faire bénéficier au pays I des capacités de production de E dont les coûts de production sont plus faibles que celles des centrales de pointes (au fioul) de I. Dans ce cas, les capacités d'interconnexions réduisent le besoin de production sur le territoire de I, ce qui permet d'arrêter ses centrales au fioul. En parallèle, l'existence d'une demande dans I de 5 GW pour une heure de consommation adressée à la production du pays E nécessite le démarrage des centrales au gaz dans le pays E. Le prix de l'énergie se stabilise au même niveau pour les deux pays étudiés, au coût variable des unités de production marginale (*i.e.* les centrales au gaz à 50 €/MWh).

Sans prise en compte des coûts d'investissement, l'existence d'une interconnexion induit bien un bénéfice pour la collectivité. En effet, les coûts de production du système électrique régional [E ; I] baissent : dans l'exemple retenu, les coûts variables de production des centrales au fioul de I sont supérieurs à ceux des centrales au gaz et nucléaire de E¹⁷. L'analyse coûts-bénéfices complète de l'interconnexion nécessiterait toutefois de comparer les bénéfices au cours de la durée de vie de l'interconnexion à ses coûts d'investissements.

(16) Dans ce paragraphe et les suivants, le terme de « zone » est approximé par celui de « pays ».

(17) Lorsque les coûts de production « en autarcie » sont équivalents, l'interconnexion n'a pas d'impact.

Figure 2 : Mise en place d'une interconnexion entre deux pays et fonctionnement des marchés

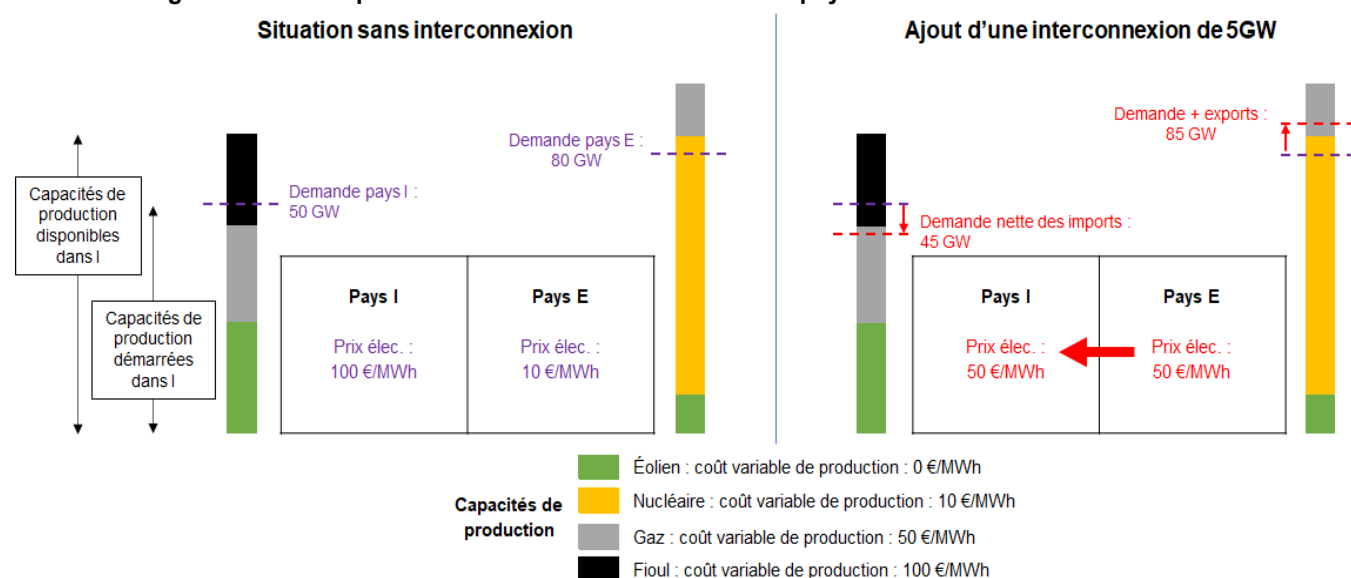


Tableau 2 : Bilan économique de l'interconnexion pour une heure de fonctionnement du système électrique

En M€	Pays I	Pays E
Surplus du consommateur lié aux variations de facture (a)	+2,50	-3,20
Revenus nets des coûts variables de production pour les producteurs (b)	-2,25	+3,24
Bilan pour la collectivité nationale (a)+(b)	+0,25	+0,04
Bilan pour la collectivité [E ; I]	+0,29	

Source et calculs : DG Trésor. Les hypothèses de constitution du parc électrique (Pays I : 20 GW de capacités éoliennes, 25 GW de capacités gaz et 15 GW de capacités fioul ; Pays E : 10 GW de capacités éoliennes, 71 GW de capacités nucléaire et 10 GW de capacités gaz), de coûts variables et de consommation sont présentées à titre illustratif. Les calculs sont également présentés à titre illustratif et présentent les gains/coûts par rapport à une situation sans interconnexion, pour une heure de fonctionnement du système électrique :

- (a) Les consommateurs du pays E paient un prix de 40 €/MWh supplémentaire sur l'ensemble de leur consommation (80 GWh) ; les consommateurs de I un prix de 50 €/MWh inférieur sur l'ensemble de leur consommation (50 GWh).
- (b) Les revenus nets des producteurs sont calculés comme la somme pour tous les moyens de production de la différence entre le prix de marché de l'énergie et les coûts variables de production. Les producteurs de I voient leurs bénéfices diminuer de 50 €/MWh pour les 45 GWh produits à un coût strictement inférieur au prix en autarcie (éolien et gaz) ; les producteurs de E ont un bénéfice supplémentaire de 40 €/MWh pour l'ensemble de leur production en autarcie (80 GWh) ainsi que pour la production destinée à l'exportation produite à un coût inférieur au prix avec interconnexion (1 GWh pour la production nucléaire restante à disposition).

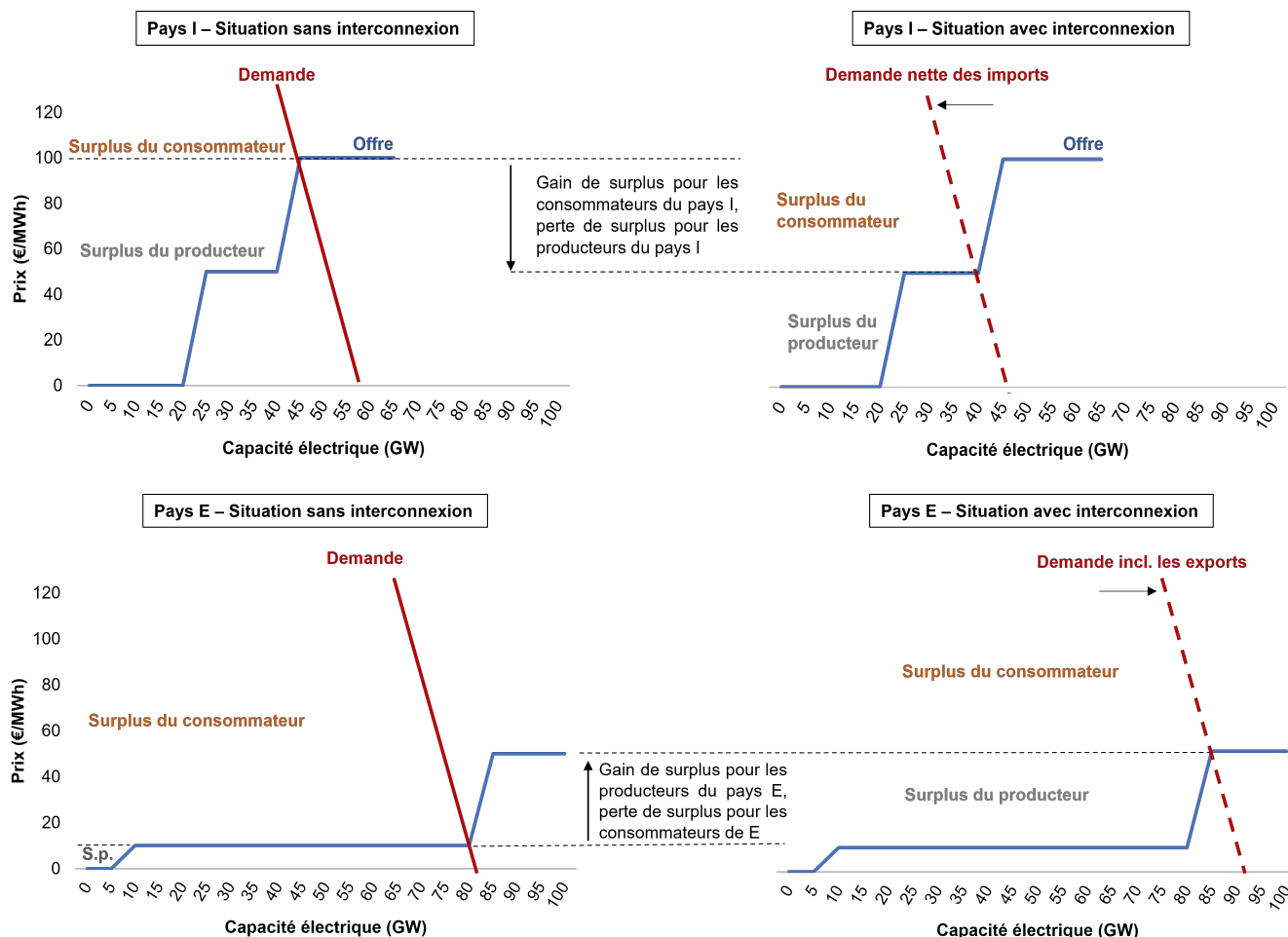
Ce cas pratique met en évidence des transferts importants entre producteurs et consommateurs, induits par la mise en place de l'interconnexion (cf. Graphique 4). Pour les consommateurs de I, l'interconnexion réduit les coûts d'approvisionnement en électricité du fait de la baisse du prix de marché de l'électricité. En revanche, cette même baisse des prix de l'électricité dans I réduit les revenus des producteurs d'électricité du pays¹⁸. La situation est inversée dans le pays E : la hausse de la demande induite par l'interconnexion engendre une hausse des prix de marché qui pénalise les consommateurs. Les

producteurs de E bénéficient au contraire de la mise en place de l'interconnexion à deux titres : (i) la hausse des prix leur permet de vendre l'énergie aux consommateurs de E plus cher que dans le modèle sans interconnexion et (ii) la hausse de la demande avec les exportations induit une hausse de la production nucléaire (qui n'était pas entièrement démarrée sans l'interconnexion) et génère un bénéfice supplémentaire du fait de l'écart entre le coût variable de production des centrales nucléaires et le prix de marché¹⁹.

(18) Dans la configuration étudiée, l'arrêt des centrales de production de pointe au fioul ne réduit pas les bénéfices pour les producteurs de I qui les détiennent car les centrales au fioul ne dégagent pas de bénéfices dans la situation sans interconnexion (le prix de l'électricité sans interconnexion est égal au coût variable de production de ces centrales). Les bénéfices sont par contre réduits pour les producteurs de I qui détiennent les centrales au gaz ou les éoliennes.

(19) Les producteurs d'électricité à partir de gaz de E sont indifférents dans l'exemple étudié. En effet, sans interconnexion, les centrales au gaz ne sont pas démarrées ; avec interconnexion elles sont démarrées mais le prix de marché est au niveau de leur coût variable de production, elles ne dégagent donc pas de bénéfices.

Graphique 4 : Gains à l'échange et surplus des consommateurs et producteurs correspondants



Source : Calculs DG Trésor.

2.4 Des mécanismes peuvent en partie compenser l'asymétrie des retombées économiques

Les effets désincitatifs à la construction d'une interconnexion sont tout d'abord limités par la capacité d'interconnexion à la frontière (13 % pour la France, cf. section 1.4) : quand les interconnexions sont saturées, toutes choses égales par ailleurs, le prix de l'électricité du pays exportateur cesse d'augmenter.

L'asymétrie des retombées économiques entre pays peut ensuite être atténuée par une répartition asymétrique du coût de construction de l'interconnexion suivant les mêmes proportions : le pays recevant la plus grande partie des bénéfices couvre alors une plus grande part du coût complet de l'interconnexion. Ce type de partage est déjà prévu dans la méthode française de décision

d'investissement dans une interconnexion (cf. exemple de l'interconnexion Golfe de Gascogne en section 1.4). Plus rarement, un partage asymétrique des revenus tirés de l'interconnexion entre les gestionnaires de réseaux des deux pays peut également être décidé.

Au sein d'une zone, l'impact différencié de la mise en place des interconnexions sur les consommateurs et producteurs peut ensuite être corrigé via des mécanismes post-marché permettant de réorienter le surplus capté par les producteurs de la zone exportatrice vers les consommateurs (et réciproquement pour la zone importatrice). Dans les zones exportatrices, ces mécanismes peuvent prendre les formes suivantes :

- Une taxation de la rente des producteurs redistribuée aux consommateurs (analogue dans le fonctionnement au Versement Nucléaire Universel en France⁽²⁰⁾).

(20) Dispositif en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2026 par lequel EDF reverse aux consommateurs, au moyen d'une baisse de facture, une partie des revenus issus de ses installations nucléaires historiques, au-delà de certains seuils de prix.

- b. La mise à disposition pour les consommateurs de contrats de fourniture directement assis sur les coûts du mix électrique domestique²¹.
- c. La mise en place d'un contrat pour la différence (*contract for difference* ou CfD) permettant aux consommateurs de payer un prix régulé assis sur les coûts de production du système électrique, quel que soit le prix de l'électricité sur les marchés de gros.

3. Les interconnexions deviennent un instrument incontournable dans la transformation du système électrique européen, à apprécier dans un paysage large et concurrentiel de leviers de flexibilité

3.1 Le renforcement des réseaux internes est aussi important que le développement de nouvelles interconnexions pour l'intégration du système électrique européen

La France devient un pays de transit électrique²², comme elle l'est pour le gaz, entre des pays produisant de l'électricité bas-carbone à bas-coût (comme l'Espagne) et des pays en consommant. Les interconnexions peuvent assurer ce service à la collectivité, à condition que leur construction et leurs effets sur les réseaux internes soient correctement répercutés sur les bénéficiaires de leurs retombées économiques.

Plusieurs systèmes électriques européens sont parfois sujets à des congestions internes (e.g. Pays-Bas ou liaison nord-sud allemande²³), c'est-à-dire des goulots d'étranglement dans leur réseau national, saturés lors d'évènements de forte production ou consommation. Ces congestions ayant lieu au sein d'une zone, elles sont mal prises en compte par le modèle de marché zonal européen (qui ne considère par construction que les congestions aux frontières entre les zones).

Les interconnexions, par leur capacité à mettre en commun des systèmes électriques nationaux, peuvent reporter les congestions internes d'un pays à ses voisins. Par exemple, le nord de l'Allemagne présente une forte concentration de projets de production d'énergie renouvelable (notamment éoliens) alors que les grands centres de consommation d'énergie sont situés au sud du pays. Lors des épisodes de grand vent et de forte consommation, le réseau électrique

allemand ne peut acheminer toute la production du nord vers la demande du sud. La production du nord est donc en partie absorbée par les pays voisins grâce aux interconnexions et « transite » jusqu'au sud de l'Allemagne via les réseaux internes de la Belgique, de la Pologne, de la France et de la Suisse²⁴. Ces flux de bouclage (*'loop flows'*) – non prévus par le modèle de marché et ne correspondant pas à des transactions commerciales – viennent perturber le fonctionnement optimal des interconnexions et causer des congestions internes chez les pays voisins, engendrant des coûts significatifs non indemnisés²⁵. Ces pays doivent alors mettre en place des investissements parfois coûteux pour y faire face, comme investir dans des transformateurs-déphaseurs²⁶ permettant de filtrer ces flux.

Les investissements dans les lignes transfrontalières doivent donc être réalisés en cohérence avec le développement des réseaux internes afin (i) de maximiser l'usage des interconnexions et (ii) d'éviter tout report de congestions internes sur les réseaux voisins.

En France, le Schéma décennal de développement du réseau publié en mars 2025 par RTE²⁷ note à ce titre qu'il n'est pas possible de poursuivre l'interconnexion du système électrique français après 2030 sans renforcer la structure du réseau interne en France, qui sinon limitera les capacités d'échange aux frontières. Ainsi, RTE prévoit d'ici 2040 un investissement de référence de 16 Md€ dans le réseau national de très haute tension, dont 2 Md€ de renforcements liés aux

(21) De manière similaire aux Contrats d'Allocation de Production Nucléaire en France, mis en place à partir du 1^{er} janvier 2026.

(22) RTE (2025), « Bilan électrique 2024 », Chapitres 4 et 6.

(23) Entso-e (2025), "Bidding Zone Review of the 2025 Target Year".

(24) RTE (2025), « Bilan électrique 2024 », Chapitres 4 et 6.

(25) Percebois J. et Pommeret S. (2025), « Flux commerciaux, flux de transit et loop flows dans l'électricité », *La Revue de l'Énergie*, n° 676.

(26) Percebois J. et Pommeret S. (2025), *op. cit.*

(27) RTE (2025), « Schéma décennal de développement du réseau », Fiche 11.

interconnexions en cours de construction aux frontières françaises (Celtic – entre la France et l'Irlande, Golfe de Gascogne – entre la France et l'Espagne, et les augmentations de capacité avec l'Allemagne et la Belgique). Le montant des renforcements nécessaires pourrait approcher 5 Md€ en cas de nouveaux projets avec la Grande-Bretagne et l'Espagne²⁸.

De façon symétrique, la décision de construction d'une interconnexion aux frontières françaises prend en compte l'état du réseau interne de l'autre zone, afin que les investissements permettant d'utiliser l'interconnexion à son plein potentiel soient réalisés en condition préalable à la construction de lignes transfrontalières.

Encadré 2 : Étude de l'Entso-e sur la configuration des zones de prix en Europe

En avril 2025, le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité Entso-e a publié son rapport sur la configuration des zones de prix de l'électricité^a. Il indique que séparer l'Allemagne en cinq zones pour résoudre la congestion structurelle nord-sud, générerait un bénéfice socioéconomique annuel évalué à 339 M€. L'Allemagne a écarté l'option de réviser la configuration de ses zones de prix^b et travaille à un plan d'action qui vise à résoudre les congestions et refondre la planification locale de la production renouvelable^c. Ce même rapport étudie aussi l'opportunité de séparer la France en plusieurs zones de prix. Il conclut que le niveau de congestion du réseau français est trop faible pour justifier cette option.

a. Entso-e (2025), *op. cit.*

b. Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie allemand (2025), "Aktionsplan Gebotszone 2025".

c. Office franco-allemand pour la transition énergétique (2025), Concentration régionale de l'éolien terrestre en France et en Allemagne.

3.2 Les interconnexions donnent une flexibilité précieuse aux politiques énergétiques nationales et européennes

Les interconnexions présentent une valeur assurantielle pour la politique énergétique. Le système électrique est en effet un actif complexe et dynamique, soumis à de fortes incertitudes (évolutions technologiques et du tissu industriel, baisse des coûts, pressions géopolitiques et sociales), et les interconnexions offrent une certaine flexibilité de long terme dans le pilotage des décisions énergétiques : elles permettent un export de surplus d'électricité en cas de surcapacité, un import en cas de déficit et le recours à des capacités d'urgence.

Cette valeur assurantielle s'est par exemple matérialisée pendant la crise énergétique de 2022-2023, où une défaillance d'un mode de production d'électricité auquel la France est structurellement exposée (les centrales nucléaires, qui étaient en partie mises à l'arrêt) a été compensée par la capacité d'import permise par les lignes transfrontalières.

Les interconnexions deviennent ainsi un moyen de flexibilité du système européen, en concurrence avec d'autres leviers : stockage hydraulique ou par batteries stationnaires, flexibilité de la demande.

3.3 Les interconnexions externalisent la résilience et les faiblesses des systèmes électriques domestiques, au risque de reporter certaines contraintes chez les voisins

Par la mise en commun des ressources, les interconnexions permettent de diminuer le besoin d'investissement dans des centrales pilotables et des actifs de stockage²⁹ (e.g. centrales thermiques, volants d'inertie, batteries, flexibilité de la consommation). Par conséquent, elles peuvent diminuer les incitations nationales à construire ces actifs de flexibilité et de pointe. La codépendance des systèmes électriques peut aboutir à un sous-investissement dans ces actifs au niveau européen et engendre un risque systémique³⁰ à l'heure de la dépendance croissante des mix électriques européens aux aléas météorologiques³¹.

(28) RTE (2025), « Schéma décennal de développement du réseau », Fiches 10 et 11.

(29) Zachmann G. *et al.* (2024), *op. cit.*

(30) Ambec S. et Crampes C. (2025), « La péninsule ibérique dans le noir. À qui la faute ? », Toulouse School of Economics.

(31) RTE (2024), « Bilan prévisionnel 2023-2035 ».

Il est par conséquent nécessaire que l'apport des interconnexions à la stabilité d'un système électrique national soit correctement évalué et certifié et que les capacités sollicitées dans le pays étranger soient contractualisées³². Par exemple, la France certifie chaque année un niveau de capacité d'interconnexion pouvant participer au mécanisme de capacité français, c'est-à-dire une capacité d'importation disponible (lors des périodes de tension pour le système électrique français) avec un certain niveau d'engagement selon une méthode d'analyse de risques établie par le régulateur et le gestionnaire de réseau. Elle était égale à 7,5 GW en France en 2023, bien inférieure à la capacité d'import totale aux frontières françaises.

Les besoins français en flexibilité sont loin d'être satisfaits par les interconnexions et sont également couverts par le parc nucléaire pilotable, les stations de transferts d'énergie par pompage, le parc thermique pilotable et les batteries. À l'horizon 2030, où 65 % du parc électrique européen sera sensible aux aléas météorologiques³³ (un tiers pour le parc français³⁴), la France serait amenée à investir dans environ 7 GW de mécanismes de flexibilité de la demande (e.g. effacements, tarification dynamique), 6 GW de batteries et 3 GW de centrales thermiques décarbonées, ainsi que le renouvellement de son parc nucléaire (carénage des réacteurs existants et construction de nouveau réacteurs), pour maintenir la résilience de son système électrique³⁵.

Encadré 3 : Le rôle des interconnexions dans le rétablissement du système électrique espagnol après le *blackout* ibérique

Le 28 avril 2025, l'Espagne et le Portugal ont connu une panne électrique généralisée (*blackout* ou *gran apagón*), qui s'est traduite par la déconnexion de la quasi-totalité des unités de production connectées en Espagne et au Portugal, la perte instantanée de l'alimentation électrique via le réseau sur toute la péninsule et la déconnexion de celle-ci de la France et du Maroc^a. Un rapport définitif de l'Entso-e concluant sur l'analyse des faits et des comportements des acteurs devrait être publié dans le début de l'année 2026^b. La réalimentation électrique de la péninsule ibérique a été initiée via la France (et le Maroc) : la France a réalisé une remise en service progressive et par paliers des infrastructures d'interconnexion. Ceci a permis de procéder, de façon méthodique et sûre, à une réalimentation par étapes de la consommation de la péninsule.

a. ENTSO-e (2025), "Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025", Investigation expert panel factual report.

b. RTE (2025), « Foire aux questions : *black-out* du 28 avril 2025 sur la péninsule ibérique ».

(32) Holmberg P. *et al.* (2025), "Europe's electricity capacity mechanisms need to be better coordinated", *Bruegel Policy Brief* 11/25.

(33) RTE (2024), *op. cit.*

(34) Gouvernement (2026), Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2026-2035.

(35) RTE (2024), *op. cit.*

Éditeur :

Ministère de l'Économie,
des Finances et de la
Souveraineté industrielle,
énergétique et numérique
Direction générale du Trésor
139, rue de Bercy
75575 Paris CEDEX 12

Directeur de la Publication :

Dorothee Rouzet
tresor-eco@dgtresor.gouv.fr

Mise en page :

Maryse Dos Santos
ISSN 1777-8050
eISSN 2417-9620

Derniers numéros parus

Février 2026

N° 382 Les enjeux économiques du soutien aux énergies renouvelables électriques

Jules Grimont, Jacques de Saint Pierre

N° 381 Quelle politique de concurrence pour favoriser la croissance en France et en Europe ?

Jean-Baptiste Auger, Eloïse Villani

N° 380 Pollution de l'air : au-delà des effets sanitaires, des répercussions économiques importantes

Laure Baratgin, Agathe Eupherte, Nicolas Taconet

<https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/tags/Tresor-Eco>



Direction générale du Trésor



@DGTresor

Pour s'abonner à *Trésor-Éco* : bit.ly/Trésor-Eco

Pour toute demande presse, merci de vous adresser à presse@dgtresor.gouv.fr (01 44 87 73 24)

Ce document a été élaboré sous la responsabilité de la direction générale du Trésor et ne reflète pas nécessairement la position du ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle, énergétique et numérique.