

**NOTES  
DE L'IFRI**

AVRIL  
2026

# L'Allemagne maintient sa zone de prix unique dans l'électricité : implications

François NUC



Centre énergie  
et climat

---

L’Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d’information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l’Ifri est une fondation reconnue d’utilité publique par décret du 16 novembre 2022. Elle n’est soumise à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L’Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l’échelle internationale.

Les opinions exprimées dans ce texte n’engagent que la responsabilité de l’auteur.

ISBN : 979-10-373-1212-9

© Tous droits réservés, Ifri, 2026

Couverture : © Mino Surkala/Shutterstock.com

### **Comment citer cette publication :**

François Nuc, « L’Allemagne maintient sa zone de prix unique dans l’électricité : implications », *Notes de l’Ifri*, Ifri, avril 2026.

### **Ifri**

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : + 33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : + 33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : [accueil@ifri.org](mailto:accueil@ifri.org)

**Site internet :** [ifri.org](http://ifri.org)

# Auteur

**François Nuc** est ingénieur électricien et chercheur associé à l'Université libre de Bruxelles, où il a soutenu un doctorat en génie électrique portant sur l'optimisation des systèmes énergétiques et la flexibilité des réseaux.

Il a commencé sa carrière à la mission économique de l'ambassade de France à Copenhague, en réalisant en 2005 une étude sur la privatisation du secteur de l'électricité au Danemark par DONG Energy.

Il dispose de quinze ans d'expérience internationale, comme *Field Engineer* dans le secteur de l'énergie, couvrant la Coordination de réseaux de transport électrique à l'échelle européenne (CORESO), le déploiement de systèmes de cogénération, l'hydroélectricité et la gestion d'infrastructures critiques en zones de crise (Soudan du Sud, Afghanistan).

Ses travaux de recherche actuels portent sur les marchés de l'électricité, la flexibilité de la demande et les politiques énergétiques.

# Résumé

En décembre 2025, l'Allemagne a refusé de scinder sa zone d'enchères malgré les recommandations du Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E), afin de préserver son unité fédérale, la liquidité de marché et la compétitivité de son industrie, au prix de déséquilibres Nord/Sud durables.

Le rejet de l'option d'une séparation en différentes zones de prix évite une fragmentation qui aurait favorisé le Nord (prix bas liés aux énergies renouvelables) au détriment du Sud (hausse potentielle de + 8 €/MWh). Cela rassure les industries du sud du pays, qui craignaient des délocalisations, et cela préserve l'unité économique, évitant une « fracture Nord/Sud ». Néanmoins, une granularité accrue des zones aurait permis d'envoyer des signaux-prix localisés, susceptibles de limiter l'ampleur des besoins d'investissement dans les grands corridors de courant continu à haute tension (HVDC) – SüdLink, SüdOstLink, A-Nord –, dont les coûts dépassent désormais plusieurs dizaines de milliards d'euros.

Le gouvernement fédéral allemand a clairement indiqué que c'est par l'investissement dans de grands projets d'infrastructure du réseau qu'il ambitionne de résoudre les déséquilibres.

Ce choix est soutenu par un dispositif financier et industriel puissant (subvention partielle de 5 c€/kWh pour une partie de l'industrie, développement massif de centrales à gaz) et par l'entrée au capital de gestionnaires de réseaux de la banque publique KfW. Ce mouvement marque une inflexion stratégique : face à l'explosion des coûts d'investissement réseau, Berlin choisit de réancrer partiellement les infrastructures critiques dans la sphère publique afin de sécuriser leur financement et de réduire le coût du capital.

Le maintien d'une zone de prix unique génère des congestions et des *loop flows* qui se déversent vers les pays voisins, contraints d'investir dans leur réseau pour gérer des flux dont ils ne tirent pas toujours un bénéfice économique direct.

La combinaison « zone unique + investissements réseau + redispatch renforcé + subventions industrielles » témoigne d'une volonté de préserver l'unité fédérale tout en poursuivant une *Energiewende* où les moyens de production seront installés au Nord. Cependant, le déséquilibre Nord/Sud persiste structurellement. Le Nord demeure un producteur net d'électricité renouvelable, le Sud un consommateur net dépendant des importations. Les *spreads* de prix Nord/Sud ne disparaîtront pas et pourront s'accroître.

(développement éolien *offshore* en mer du Nord<sup>1</sup>). La zone unique masque cette réalité sans la résoudre, transférant les coûts d'ajustement vers le budget fédéral et les réseaux voisins via les *loop flows*.

L'Allemagne n'a pas résolu ses problèmes ; elle les a administrés et en a transféré une partie du coût vers l'Europe. Le débat sur les *bidding zones* révèle ainsi la tension croissante entre optimisation européenne et souveraineté énergétique nationale.

Pour la France, exportatrice structurelle d'électricité, cette situation entraîne une sous-valorisation de sa rente d'exportation et nécessiterait de valider les interconnexions supplémentaires à condition que les réseaux allemands Nord/Sud soient construits et opérationnels.

---

1. *Ten-Year Network Development Plan 2026 (TYNDP)*, ACER, disponible sur : [www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu).

# Sommaire

<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>6</b>
<b>L'ALLEMAGNE: TERRITOIRE, GRTS ET ZONE DE PRIX (<i>BIDDING ZONE</i>) .....</b>	<b>7</b>
<b>BERLIN CHOISIT D'UTILISER LA KFW POUR FACILITER L'INVESTISSEMENT DANS LES INFRASTRUCTURES .....</b>	<b>9</b>
<b>LA <i>BIDDING ZONE REVIEW</i> .....</b>	<b>10</b>
<b>DES DÉCISIONS SYSTÉMIQUES À L'HIVER 2025 : <i>AKTIONSPLAN GEBOTSZONE &amp; SUBVENTIONS</i> .....</b>	<b>14</b>
<b>COMPROMIS FÉDÉRAL ET HIÉRARCHIE DES PRIORITÉS : QUELLES IMPLICATIONS STRUCTURELLES ? .....</b>	<b>18</b>
<b>Pour l'Allemagne .....</b>	<b>18</b>
<b>Conséquences pour les voisins et pour la France .....</b>	<b>20</b>
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>27</b>

# Introduction

Le 14 octobre 2025, le gouvernement allemand a publié l'*Aktionsplan Gebotszone 2025*<sup>2</sup> précisant sa position sur l'organisation territoriale du marché de l'électricité. Après plusieurs années de débats européens et nationaux, Berlin a confirmé, le 15 décembre 2025, son refus de toute division de la zone de prix allemande, malgré les recommandations techniques formulées dans la *Bidding Zone Review* (BZR) de l'ENTSO-E. Cette décision clôt à ce stade un débat ouvert depuis 2016, sans pour autant résoudre les déséquilibres structurels du système électrique allemand ni leurs effets transfrontaliers.

Cette *Note* s'interroge sur la compatibilité de ce choix avec les principes d'équité du marché électrique européen et sur les leviers dont disposent les États voisins pour défendre leurs intérêts face à une asymétrie structurelle dont l'Allemagne reste le principal bénéficiaire.

---

2. *Aktionsplan Gebotszone 2025*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Décembre 2025, disponible sur : [www.bundeswirtschaftsministerium.de](http://www.bundeswirtschaftsministerium.de).

# L'Allemagne : territoires, GRTs et zone de prix (*bidding zone*)

L'Allemagne est un État fédéral composé de 16 *Länder* (États fédérés) marqués par des clivages historiques persistants : la division Est/Ouest héritée de la guerre froide, l'héritage prussien du Nord, le fort particularisme régional du Sud et le clivage religieux entre Nord-Est protestant et Sud catholique.

Au niveau du réseau électrique, le territoire allemand est partagé entre quatre grandes sociétés qui gèrent le réseau de transport : Amprion, TransnetBW, Tennet DE et 50Hertz. Contrairement au modèle français centralisé autour d'un seul opérateur public, RTE, les gestionnaires de réseau de transport (GRT) allemands présentent un actionnariat fragmenté et largement internationalisé.

**Schéma 1. Carte de la répartition des sociétés gérant le réseau de transport d'électricité en Allemagne**



Source : ENTSOE Transparency platform.

**Tableau 1. Actionnariat des gestionnaires de réseau de transport allemands**

GRT	Actionnaire	Part	Nationalité
Amprion	M31 Beteiligungsgesellschaft (consortium : AEBG, MEAG MUNICH ERGO, Swiss Life, Talanx)	74,9 %	DE Allemande / CH Suisse
	RWE Alkaios Holding GmbH (JV : RWE AG + Apollo Global Management)	25,1 %	DE Allemande / us Américaine
TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg	50,1 %	DE Allemande
	Südwest Konsortium Holding GmbH (consortium régional)	24,95 %	DE Allemande
	KfW (gouvernement fédéral allemand)	24,95 %	DE Allemande
TenneT Germany	TenneT Holding (État néerlandais)	54 %	NL Néerlandaise
	APG (fonds de pension ABP, Pays-Bas)	~15,3 %	NL Néerlandaise
	GIC (fonds souverain de Singapour)	~15,3 %	SG Singapourienne
	Norges Bank Investment Management (Norvège)	~15,3 %	NO Norvégienne
50Hertz	Elia System Operator (via Eurogrid GmbH)	80 %	BE Belge
	KfW Bankengruppe (gouvernement fédéral allemand)	20 %	DE Allemande

Source : rapport des entreprises.

# Berlin choisit d'utiliser la KfW pour faciliter l'investissement dans les infrastructures

Dans cet écosystème multi-GRT, la *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW), soit « Établissement de crédit pour la reconstruction », joue un rôle majeur. Initialement créée pour gérer les fonds du plan Marshall et promouvoir la reconstruction de l'économie allemande après la Seconde Guerre mondiale, elle joue un rôle central et stratégique en finançant le réseau électrique allemand et la transition énergétique (*Energiewende*). Son action cible notamment le financement des énergies renouvelables, la modernisation du réseau, les interconnexions à très haute tension et les infrastructures.

La banque publique KfW estime à 325 milliards d'euros les investissements nécessaires dans le réseau et l'infrastructure électrique allemande d'ici 2050. Déjà actionnaire à 20 % de 50Hertz, aux côtés de Elia Group, la KfW a annoncé son intention d'entrer à hauteur de 25,1 % dans TenneT Germany, filiale du gestionnaire néerlandais TenneT. Ce mouvement marque une inflexion stratégique : face à l'explosion des coûts d'investissement réseau, Berlin choisit de réancrer partiellement les infrastructures critiques dans la sphère publique afin de sécuriser leur financement et de réduire le coût du capital.

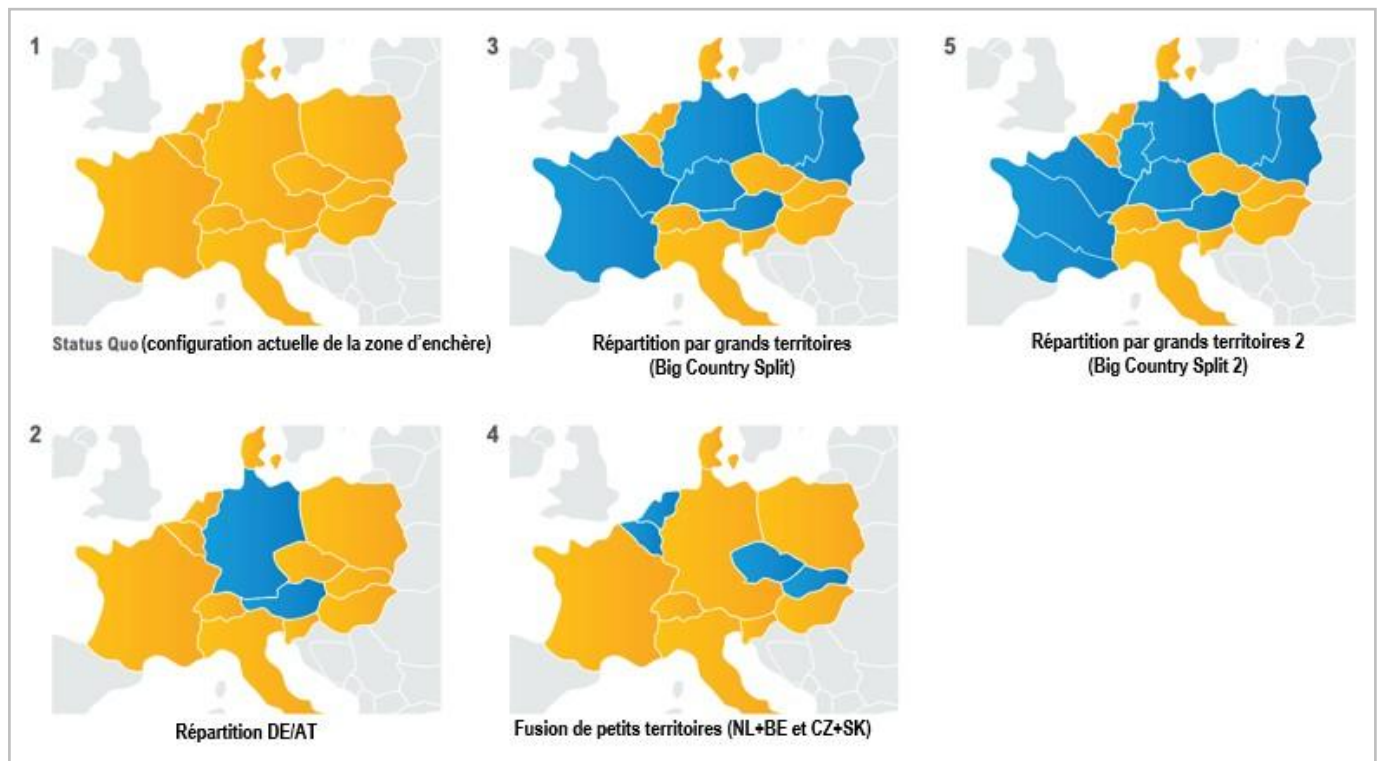
Au-delà de ces prises de participation, c'est une architecture financière complète qui se met en place. L'ampleur des besoins, corridors HVDC, numérisation, renforcement des interconnexions, exige non seulement des investissements industriels, mais aussi la structuration d'un écosystème de financement dédié, capable de mobiliser capitaux publics et privés à long terme. La transition énergétique allemande devient ainsi autant un projet financier qu'un projet technique, avec des implications directes sur l'équilibre européen des infrastructures et sur la centralité allemande dans la chaîne de valeur énergétique.

Pour ce qui est de la zone d'enchère (*bidding zone*), l'Allemagne partage actuellement sa zone avec le Luxembourg. Cela n'a pas toujours été le cas. Par exemple, avant 2018, l'Allemagne partageait aussi sa zone d'enchère avec l'Autriche. Ce n'est qu'en 2018 qu'il y a eu une scission de la *bidding zone* Allemagne-Autriche.

# La *Bidding Zone Review*

Dès la BZR de 2018<sup>3</sup>, l'ENTSO-E, en mars 2018, identifiait les congestions structurelles Nord/Sud en Allemagne et proposait plusieurs scénarios de découpage territorial. Le *split* Allemagne-Autriche, mis en œuvre en 2018, a confirmé que des zones de prix plus fines permettaient de mieux refléter les contraintes physiques du réseau. Les études ultérieures, notamment la BZR 2025<sup>4</sup>, concluaient à des gains d'efficacité significatifs en cas de division de l'Allemagne en plusieurs zones. Ces recommandations se sont toutefois heurtées à une opposition politique croissante, notamment des *Länder* du Sud.

**Schéma 3 : Scénarios étudiés pour la BZR 2018**

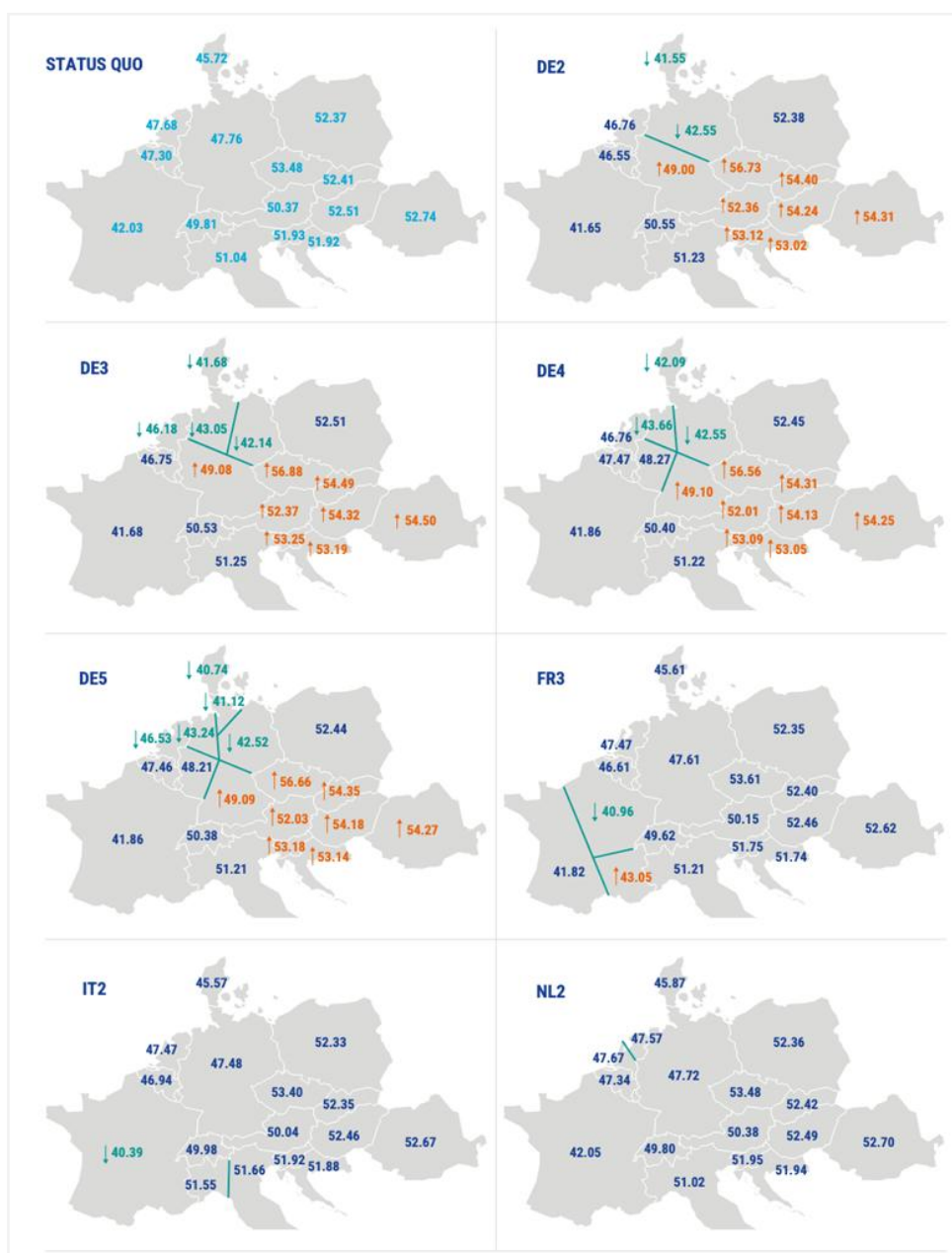


Source : ENTSO-E.

3. First Edition of the Bidding Zone Review, final report, ENTSO-E, mars 2018, disponible sur : <https://eepublicdownloads.entsoe.eu>.

4. Bidding Zone Review of the 2025 Target Year, main report, ENTSO-E, Avril 2025, disponible sur : <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net>.

### Schéma 4 : Scénarios étudiés pour la BZR 2025



Source : ENTSO-E.

Ces configurations visent à réduire les congestions et les *loop flows* (flux de bouclage), qui sont des flux électriques non planifiés qui empruntent des chemins alternatifs (par exemple, du nord de l'Allemagne au sud du pays *via* la Pologne) en raison des congestions sur les interconnexions directes. Ils surchargent les réseaux voisins qui n'en tirent pas de bénéfice, créant des externalités négatives transfrontalières.

Les gestionnaires de réseau allemands s'opposent au scénario DE5. Ce refus repose sur des arguments strictement économiques : pertes de liquidité de 20 % sur l'*intraday*, coûts de transition de 1,2 à 2,8 milliards d'euros et

hausse de prix au Sud (+ 3 à 8 €/MWh). Cette justification révèle une contradiction majeure : la mission première des TSO est d'assurer la stabilité physique du réseau et de réduire les congestions, objectifs que DE5 permettrait précisément d'atteindre.

Cette position des TSO allemandes mérite discussion. L'actionnariat de la Bourse électrique européenne EPEX SPOT révèle une imbrication profonde entre gestion du réseau et formation des prix : 49 % de son capital est détenu par la *holding* des gestionnaires de réseau HGRT, qui regroupe notamment Amprion, TenneT et Elia Group, ce dernier contrôlant 50Hertz Transmission GmbH – Les autres actionnaires étant RTE, Swiss Grid et APG. Cette structure confère aux réseaux allemands, y compris 50Hertz *via* Elia, une exposition indirecte mais réelle à la rentabilité d'EPEX SPOT, tout en leur laissant un rôle central dans la détermination des capacités réseau et du couplage de marché. Or, les TSO participent directement à la gouvernance de la Bourse (notamment au conseil de surveillance) et jouent un rôle clé dans l'intégration des marchés européens.

Cette double position, opérateurs du système physique et co-actionnaires de la plateforme de formation des prix, crée une situation de juge et « partie structurelle ». Elle éclaire notamment la position constante des gestionnaires de réseau allemands contre le découpage de la zone de prix allemande (scénario DE5 recommandé par ENTSO-E et ACER) : un tel *split* réduirait mécaniquement la liquidité sur les marchés *day-ahead* et *intraday* en fragmentant l'espace de formation des prix, comme l'ont eux-mêmes souligné les acteurs de marché (TSOs+EPEX-SPOT) face à toute restriction interne de capacité ou segmentation des zones<sup>5</sup>. Dès lors, la défense d'une zone unique peut difficilement être interprétée comme une simple position technique : elle correspond aussi à la préservation d'un cadre de marché dont les TSO sont à la fois les architectes opérationnels et des bénéficiaires indirects. Le reste de EPEX-SPOT (51 %) est détenu par EEX Group, filiale détenue à 75 % par Deutsche Börse Group.

Ces mêmes TSO co-détiennent 49 % d'EPEX SPOT, la principale Bourse européenne de l'électricité, *via* la *holding* HGRT. Cette participation leur confère un intérêt financier direct dans les volumes échangés et la liquidité des marchés. Le *split* réduirait mécaniquement cette liquidité en fragmentant les échanges, affectant la rentabilité d'EPEX SPOT et donc ses revenus. Les TSO sont ainsi juges et parties lorsqu'ils arbitrent entre efficacité physique du réseau et performance d'une plateforme dont ils sont copropriétaires.

Le *split* Allemagne-Autriche, implémenté en 2018 comme test, a déjà montré des écarts de prix (Nord : - 6 €/MWh ; Sud : + 8 €/MWh), renforçant les arguments pour DE5. Cependant, les *Länder* du Sud (Bavière, Bade-

---

5. « German Intraday Market: EPEX SPOT Welcomes Avoidance of Serious Regression Through Joint Effort », Epexspot, disponible sur : [www.epexspot.com](http://www.epexspot.com).

Wurtemberg) s'y opposent, craignant une hausse des coûts industriels, tandis que le Nord (Schleswig-Holstein, Basse-Saxe) soutient les *splits* pour valoriser l'éolien. Le BNetzA, chargé de la décision finale, a lancé une consultation publique en 2024, mais aucune conclusion n'a été atteinte de 2024 jusqu'à octobre 2025. L'*Aktionsplan Gebotszone 2025* a finalement tranché la question. L'Allemagne a refusé les scénarios *split* allemands étudiés par l'ENTSOE.

La structure du marché électrique européen révèle une asymétrie concentrée en Allemagne. Le marché se divise en deux segments, *forward* (EEX) et *spot* (EPEX SPOT), tous deux contrôlés majoritairement par Deutsche Börse Group, qui est l'opérateur de la Bourse de Francfort. Chaque transaction européenne génère des revenus qui remontent vers l'écosystème allemand. Tous les pays participants renforcent ainsi le dynamisme de la Bourse de Francfort. L'asymétrie devient problématique lorsqu'on la confronte au refus de DE5. L'Allemagne écarte les recommandations de l'ACER et de l'ENTSO-E tout en externalisant les coûts de ses propres congestions vers ses voisins – Pologne, République tchèque, Autriche, Suisse. Cette configuration soulève une interrogation centrale : la centralisation du marché électrique européen au profit d'infrastructures allemandes est-elle compatible avec les principes d'équité entre États membres ?

Si cette centralisation n'est pas en elle-même contraire au droit de l'Union, elle doit être appréciée au regard des principes du marché intérieur de l'énergie définis par le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), ainsi que des règles de concurrence (articles 101 et 102 TFUE). La question devient plus sensible lorsqu'elle est mise en perspective avec le refus de l'Allemagne de mettre en œuvre une reconfiguration de sa zone de prix (scénario DE5), pourtant recommandée par ACER et ENTSO-E. En effet, le Règlement (UE) 2019/943 impose que les zones de marché reflètent les congestions structurelles du réseau afin d'assurer une formation de prix efficiente et non discriminatoire. C'est cela qui soulève une interrogation sur la conformité de cette situation avec les principes d'intégration, de transparence et de non-discrimination du marché intérieur.

De plus, la Commission européenne a démontré sa vigilance en matière de concurrence en bloquant l'acquisition de Nasdaq Commodities (actif principalement sur la zone Nordic) par EEX Group, au motif qu'elle aurait conduit à une position dominante sur les marchés de dérivés électriques européens. Cette décision confirme que la concentration des infrastructures de marché constitue un enjeu reconnu.

Toutefois, cette vigilance contraste avec l'absence de remise en cause de la centralisation déjà existante des marchés *spot* et *forward*, sur la zone CWE, autour d'acteurs étroitement liés à Deutsche Börse Group. Cette situation interroge la capacité du cadre actuel à appréhender non seulement les concentrations capitalistiques explicites, mais aussi les formes plus diffuses de centralisation fonctionnelle du marché électrique européen.

# Des décisions systémiques à l'hiver 2025 : *Aktionsplan Gebotszone & Subventions*

Le 14 octobre 2025, le gouvernement allemand a publié un rapport intitulé *Aktionsplan Gebotszone 2025*<sup>6</sup>. En tout premier point, il indique refuser les scénarios de division du marché électrique allemand en plusieurs zones tarifaires distinctes, comme proposé dans le BZR 2025.

En introduction, le plan réaffirme l'engagement de l'Allemagne à maintenir une zone d'enchères unique pour le marché de l'électricité, en rejetant tout découpage en zones multiples, jugé préjudiciable à l'efficacité économique et à la sécurité d'approvisionnement. Il souligne le rôle central du commerce d'électricité dans la réussite de l'*Energiewende*, fondée sur l'intégration massive des énergies renouvelables, notamment l'éolien et le photovoltaïque. Le cadre européen est rappelé : l'UE impose un seuil minimal de 70 % de capacités transfrontalières pour le commerce, obligation que l'Allemagne affirme respecter depuis 2019. Le plan actualise la version de 2023 en mettant en avant les progrès réalisés en matière d'expansion et d'optimisation du réseau, ainsi que de réduction des congestions. Il vise à renforcer le marché intérieur européen tout en préservant l'unité allemande. Le corps du rapport (pages 7 à 20) s'articule autour de trois axes : l'augmentation des capacités de transmission, l'adaptation de la gestion des congestions et la synchronisation entre production, consommation et stockage, que le lecteur pourra consulter.

Le 13 novembre 2025, la coalition au pouvoir en Allemagne s'est mise d'accord pour accorder une subvention de 5 c€/kWh pour l'industrie lourde. Ce mécanisme de subvention n'est pas une baisse générale du prix sur le marché *spot*. C'est une mesure destinée aux industries électro-intensives, et elle est financée par le budget fédéral (KFT) et soumise à l'approbation de la Commission européenne.

La durée prévue est de trois ans (années de référence 2026 à 2028). L'aide sera versée l'année suivant l'année de référence, c'est-à-dire que l'aide pour 2026 sera versée en 2027.

---

6. *Aktionsplan Gebotszone 2025*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 15 décembre 2025, disponible sur : [www.bundeswirtschaftsministerium.de](http://www.bundeswirtschaftsministerium.de).

- ***Volume d'électricité éligible, prix cible, prix de référence***

En principe, 50 % de la consommation annuelle d'électricité est éligible à l'aide (volume pris en compte). Pour ce volume, un prix cible de 5 c€/kWh s'applique. L'électricité continue d'être achetée au prix du marché ; pour le volume éligible, les entreprises reçoivent une compensation correspondant à 50 % du prix moyen de gros (prix de référence). Le prix cible de 5 c€/kWh constitue une limite inférieure.

- ***Entreprises bénéficiaires***

Le cercle des bénéficiaires est limité aux entreprises démontrablement électro-intensives exposées à la concurrence internationale et susceptibles de délocaliser vers des pays tiers. Sont éligibles les entreprises relevant des secteurs figurant dans la sous-liste 1 de l'annexe I des lignes directrices relatives aux aides d'État pour le climat, l'environnement et l'énergie (KUEBLL). Cela couvre 91 secteurs et sous-secteurs, notamment certaines branches de la chimie et de la métallurgie, les fabricants de verre et de céramique, la transformation du caoutchouc et des plastiques, la production de ciment, de cellules de batteries et de semi-conducteurs ainsi que certaines branches du papier, de la construction mécanique et de l'extraction de matières premières. D'autres secteurs pourraient être ajoutés en concertation avec la Commission européenne.

- ***Contrepartie (contribution à la décarbonation)***

Une condition essentielle de l'aide réside dans les obligations d'investissement imposées par la Commission européenne : les entreprises doivent investir au moins 50 % de l'aide reçue dans des mesures contribuant à réduire les coûts du système électrique sans augmenter l'usage de combustibles fossiles. Cela peut inclure le développement de capacités de production d'énergies renouvelables, des solutions de stockage d'énergie ou des mesures d'efficacité énergétique. Les investissements peuvent être réalisés sur le site du bénéficiaire ou confiés à des tiers. Ils doivent être mis en œuvre dans un délai de 48 mois après l'octroi de l'aide.

- ***Bonus de flexibilité***

Un mécanisme de bonus est prévu : le montant de l'aide est augmenté de 10 % si l'entreprise démontre qu'au moins 80 % de ses investissements au titre de la contrepartie sont consacrés à des mesures d'augmentation de la flexibilité de la demande. Au moins 75 % du bonus de flexibilité doit à son tour être réinvesti dans des mesures admissibles.

- ***Option dégressive***

Afin d'obtenir un effet d'allègement plus important au début de la période, les entreprises peuvent répartir différemment le volume éligible sur la durée du dispositif. Elles peuvent ainsi faire reconnaître une part supérieure à 50 %

la première année, et inférieure les années suivantes. Les modalités précises seront fixées lors de la procédure de notification à la Commission européenne.

- **Cumul avec d'autres aides**

Le prix industriel de l'électricité constitue une alternative à la compensation existante des coûts de l'électricité. Il n'est pas possible de cumuler les deux dispositifs. Les entreprises doivent choisir chaque année entre le prix industriel de l'électricité et la compensation des coûts d'électricité. Les autres allègements (taxe sur l'électricité, tarifs de réseau) restent en vigueur, mais sont soumis aux limites européennes de cumul des aides.

Cette subvention, permise par le règlement CISAF, est conçue comme un instrument d'urgence pour éviter des délocalisations et stabiliser l'appareil productif pendant une phase de transition où les coûts de l'énergie restent élevés. Politiquement, elle sert aussi de signal aux *Länder* du Sud et aux organisations patronales et syndicales : le gouvernement fédéral se présente comme garant de la compétitivité industrielle malgré le refus d'introduire une différenciation territoriale des prix *via* des *splits* de zones.

L'Allemagne aurait aussi obtenu l'autorisation européenne pour 12 GW de nouvelles centrales à gaz, dans une trajectoire politique visant environ 20 GW à l'horizon 2030-2035.

Cette dernière remarque n'est pas anodine. En effet, l'UE a une ambition forte de décarbonation du secteur électrique. Cependant, force est de constater que pour équilibrer les déséquilibres induits par les énergies renouvelables, la sortie du nucléaire et l'arrêt prévu du charbon, l'Allemagne prévoit de construire des dizaines de centrales à gaz d'ici 2030 pour servir de *back-up* aux énergies renouvelables. Dans un premier temps, des appels d'offres de 10 GW sont envisagés dès 2026.

Dans ce cadre, la décision de mettre en place une subvention de 5 c€/kWh pour l'industrie lourde à partir de 2026 et jusqu'en 2028 ne constitue pas une mesure isolée, mais le complément direct de la stratégie allemande de sécurisation du système électrique. Elle répond à un double impératif : amortir l'impact des prix élevés de gros sur les électro-intensifs (automobile, chimie, sidérurgie) et accompagner la montée en puissance des investissements dans de nouvelles capacités pilotables, notamment les centrales à gaz. Si l'Allemagne, principal bénéficiaire des infrastructures du marché électrique européen, peut obtenir l'autorisation sous condition de l'UE pour subventionner son industrie afin de compenser les effets mêmes de ce marché, quelle légitimité reste-t-il pour exiger d'autres États membres qu'ils restent pleinement exposés aux volatilités d'un marché dont les bénéfices se concentrent structurellement en Allemagne ?

L'ensemble des États membres dispose, en théorie, de la possibilité de soutenir leur industrie par des aides d'État validées par la Commission européenne. L'argument selon lequel « tous les États peuvent le faire » est juridiquement vrai (sous le *Temporary Crisis and Transition Framework*), mais économiquement faux, car tous ne peuvent pas le financer. L'Allemagne a représenté à elle seule environ 50 % des aides d'État notifiées et approuvées par la Commission européenne depuis le début de la crise énergétique. La capacité à subventionner dépend du ratio d'endettement et du coût de l'emprunt. Un État comme la Pologne ou la République tchèque ne peut pas lever des fonds au même taux que l'Allemagne pour subventionner son électricité sans dégrader son déficit. Le marché unique se fragmente alors par la « puissance du chéquier » plutôt que par la productivité. Il faut savoir que l'Europe centrale est le réservoir de sous-traitance de l'Allemagne. Si le donneur d'ordre (l'usine de montage en Allemagne) est subventionné à 5 c€/kWh mais que le sous-traitant (en Pologne ou en Autriche) paie le prix de marché (car son État ne peut pas subventionner l'aide), la valeur ajoutée est aspirée vers l'Allemagne. De plus, il faut ajouter que l'Allemagne a refusé le *split*, ce qui a créé une distorsion double. Elle s'isole des signaux de rareté au Sud qu'elle impose pourtant à ses voisins interconnectés, transformant le marché unique en un outil de préservation de sa propre base industrielle au détriment d'une concurrence équitable en Europe centrale. C'est d'ailleurs assumé par le gouvernement allemand qui indique prendre ces mesures pour justement éviter des délocalisations.

# Compromis fédéral et hiérarchie des priorités : quelles implications structurelles ?

## Pour l'Allemagne

La division voulue par le Nord n'aura pas lieu, rassurant le Sud et les industries : le rejet de DE5 évite une fragmentation qui aurait favorisé le Nord (prix bas liés aux énergies renouvelables) au détriment du Sud (hausse potentielle de + 8 €/MWh). Cela rassure les industries du Sud, qui craignaient des délocalisations, et préserve la compétitivité globale. Pourquoi ? Le gouvernement priorise l'unité, évitant une « fracture Nord/Sud » amplifiée par les débats post-2023 (sortie nucléaire). Néanmoins, une granularité accrue des zones aurait permis d'envoyer des signaux-prix localisés, susceptibles de limiter l'ampleur des besoins d'investissement dans les grands corridors HVDC (SüdLink, SüdOstLink, A-Nord), dont les coûts dépassent désormais plusieurs dizaines de milliards d'euros.

Les subventions pour l'industrie (5 c€/kWh jusqu'en 2028, soit 6,5 Md€) compensent les coûts élevés pour l'industrie allemande dans son intégralité, touchée par la crise énergétique (prix du gaz : + 300 % en 2022). Cela rassure le Sud en maintenant la compétitivité (notamment dans les secteurs de la chimie ou de l'automobile), aligné sur REPowerEU et forme une mesure anti-délocalisation, financée par le fonds budgétaire fédéral climat et transformations (KTF) répondant aux pressions des *Länder* du Sud (Bavière) et des syndicats.

Le refus de DE5 et l'instauration de subventions à l'industrie lourde révèlent un arbitrage politique fondamental : entre un Nord producteur d'électricité renouvelable et un Sud industrialisé où il y a très peu d'éolien et consommateur net, le gouvernement fédéral privilégie la cohésion territoriale au détriment de l'efficacité économique du marché. En maintenant une zone de prix unique, Berlin évite de formaliser sur le marché de gros une fracture Nord/Sud qui réactiverait des clivages historiques profonds, au prix d'une opacité accrue sur les coûts différentiels régionaux.

Au niveau européen, l'Allemagne revendique son rôle de *hub* énergétique et respecte ses obligations de mise à disposition de capacités transfrontalières ; au niveau interne, elle refuse de laisser le marché seul « sanctionner » les territoires en difficulté.

La combinaison « zone unique + investissements réseau + redispatch renforcé + subventions industrielles » témoigne d'une volonté de préserver l'unité fédérale tout en poursuivant une *Energiewende* où les moyens de production seront installés au Nord.

Cependant, le déséquilibre Nord/Sud persiste structurellement. Le Nord demeure un producteur net d'électricité renouvelable et le Sud un consommateur net dépendant des importations. Les *spreads* de prix Nord/Sud ne disparaîtront pas et peuvent s'accroître (développement éolien *offshore* en mer du Nord)<sup>7</sup>. La zone unique masque cette réalité sans la résoudre, transférant les coûts d'ajustement vers le budget fédéral et les réseaux voisins à travers les *loop flows*<sup>8</sup>.

Le gouvernement fédéral allemand a clairement indiqué que c'est par l'investissement dans de grands projets d'infrastructure du réseau qu'il ambitionne de résoudre les déséquilibres. Une hypothèse peut être émise à ce niveau de l'analyse. En refusant DE5, l'Allemagne conserve une zone de prix unique, donc l'ensemble de la zone DE-LU se verra appliquer un prix correspondant à la moyenne nationale. Si le *split* DE5 avait eu lieu, les prix au Nord auraient été de - 3 ou - 4 €/MW, tandis qu'au Sud ils auraient été de + 6 ou + 8 €/MW. Le refus du *split* DE5 est une solution politique bénéfique à court terme car elle maintient un prix *spot* plus élevé au Nord, évite une hausse visible du prix de gros pour le Sud, ainsi qu'une fragmentation symbolique du marché national.

Cependant, les projets d'infrastructures ont un coût réel. Le projet SuedLink est l'une des principales infrastructures électriques de la transition énergétique allemande. Il s'agit d'une liaison à courant continu haute tension (HVDC) d'environ 700 kilomètres, destinée à transporter l'électricité produite par les parcs éoliens du nord de l'Allemagne vers les régions industrielles du Sud, notamment la Bavière et le Bade-Wurtemberg, devenues déficitaires en production après la sortie du nucléaire. Le projet est développé par les gestionnaires de réseau TenneT et TransnetBW, sous la supervision du régulateur Bundesnetzagentur. Initialement prévu sous forme de lignes « aériennes », il a été décidé en 2015 de l'enterrer presque entièrement afin de réduire l'opposition locale, ce qui a fortement augmenté les coûts. L'estimation du projet est ainsi passée d'environ 10 milliards d'euros au début des années 2010 à près de 20 milliards d'euros aujourd'hui. Avec une capacité d'environ 4 GW et une mise en service attendue autour de

7. *Ten-Year Network Development Plan 2026 (TYNDP)*, ACER, disponible sur : [www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu).

8. Pour approfondir, le lecteur pourra consulter l'étude menée par Deutsche Bank et l'article du ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie. Ils anticipaient cette inflexion politique et soulignaient trois tendances majeures : le maintien d'une zone de prix unique pour des raisons politiques ; un redimensionnement à la baisse des objectifs de la transition énergétique ; et le recours accru à des instruments administratifs pour contenir les prix de l'électricité tout en arbitrants les investissements partagés dans le réseau électrique. Lire E. Heymann, « Energy Policy After the German Election: More Adaptation to Reality », *Focus Germany*, Deutsche Bank Research, 30 avril 2025, disponible sur : [www.dbresearch.com](http://www.dbresearch.com) ; « Réseaux électriques et infrastructure », Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie, disponible sur [www.bundeswirtschaftsministerium.de](http://www.bundeswirtschaftsministerium.de).

2028-2030, SuedLink constitue un élément central du futur corridor Nord/Sud destiné à équilibrer le système électrique allemand et à intégrer une part croissante d'énergies renouvelables

## Conséquences pour les voisins et pour la France

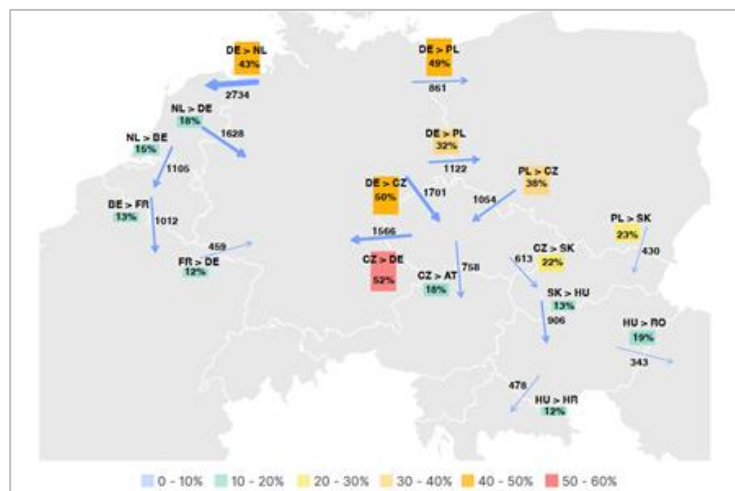
### *Des externalités transfrontalières durables*

Le maintien d'une zone de prix unique en Allemagne ne supprime ni les congestions internes Nord/Sud ni les *loop flows*. Ces flux non planifiés continuent d'affecter les réseaux des pays voisins (Belgique, Pays-Bas, Autriche, Suisse, République tchèque, Pologne) en mobilisant leurs capacités internes.

À moyen terme, la stratégie allemande tend ainsi à externaliser une partie des coûts systémiques liés à ses déséquilibres internes vers l'espace électrique européen. Les investissements massifs dans le réseau allemand réduiront progressivement ces effets, mais les calendriers longs et les incertitudes d'exécution laissent présager une persistance des tensions.

En externalisant ses congestions internes, l'Allemagne transfère de facto des coûts vers ses voisins, contraints de surinvestir dans leurs réseaux pour absorber ces flux non désirés<sup>9</sup>.

**Schéma 5 : Flux de bouclage moyens prévus sur une sélection d'éléments critiques du réseau transfrontalier (sans contingences) dans la région Core CCR – 23 novembre 2023 (en MW et en % de Fmax)**



Source : "Transmission Capacities for Cross-Zonal Trade of Electricity and Congestion Management in the EU – 2024 Market Monitoring Report", ACER, 3 juillet 2024.

9. Transmission Capacities for Cross-zonal Trade of Electricity and Congestion Management in the EU – 2024 Market Monitoring Report, ACER, 3 juillet 2024, disponible sur : [www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu).

Côté frontière orientale de l'Allemagne, la Pologne et la République tchèque ont déjà installé des *Phase Shifting Transformers* (PST) pour limiter les *loop flows*. PST de Mikulova (4 PST 400 kV en 2016), PST de Hradec (2 PST 400 kV en 2017). Ces PST contrôlent les flux cotés polonais et tchèque. Leurs semblables sont installés du côté allemand à Vierraden et à Röhrsdorf. Côté Europe de l'Ouest, on peut mentionner le fait que des PST sont installés également en Allemagne, aux Pays-Bas et en Belgique pour spécifiquement gérer les *loop flows* des productions éoliennes de la mer du Nord. Les PST forment un ensemble de contrôle des flux depuis le nord de l'Allemagne jusqu'à la France : Diele, Meden, Maasvlakte, Zandvliet, Van Eyck.

Cette situation soulève une question de fond : qui paie pour les déséquilibres du système ? Si les recommandations européennes d'efficacité (comme DE5) peuvent être ignorées par l'Allemagne, sur quelle base exiger des États tiers qu'ils financent des interconnexions dont ils tirent peu de bénéfices directs, mais qui compensent surtout les inefficacités d'un voisin dominant ?

### ***Le Grids Package et la pression sur les interconnexions***

Le choix allemand s'inscrit dans un cadre européen de plus en plus exigeant, notamment avec les obligations issues du *Grids Package* et du règlement européen imposant la mise à disposition d'au moins 70 % des capacités transfrontalières sur le marché. En l'absence de découpage interne, l'Allemagne est incitée à maximiser artificiellement les capacités transfrontalières pour compenser les congestions internes non reflétées par les prix. Cette dynamique accroît la pression sur les pays voisins, appelés à renforcer leurs propres réseaux et interconnexions afin d'absorber des flux croissants, parfois sans bénéfice économique direct. Le renforcement des interconnexions devient alors moins un choix coopératif qu'une nécessité défensive face aux contraintes du système allemand.

### ***La France : stabilité interne, exposition externe***

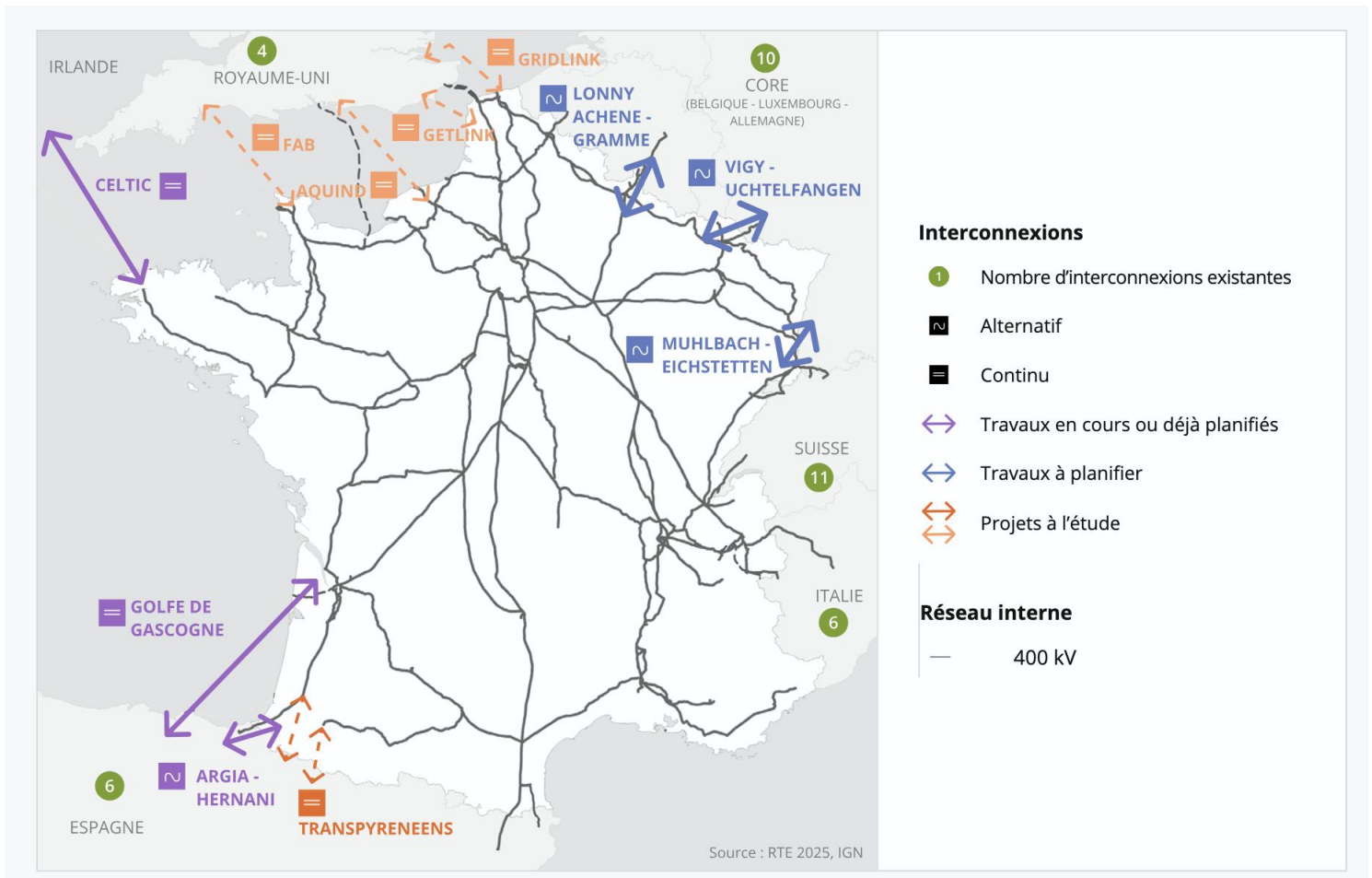
La France présente un contraste marqué avec l'Allemagne. Son maintien dans une zone de prix unique repose sur un réseau historiquement maillé et sur une production largement pilotable, ce qui limite les congestions internes et réduit le recours au redispatch. Ce modèle demeure robuste à court et à moyen terme, mais il sera mis à mal par le développement massif des énergies renouvelables.

L'exposition croissante de la France aux flux transfrontaliers allemands renforce sa dépendance aux arbitrages de Berlin. Le développement des interconnexions entre la France et l'Allemagne, souvent présenté comme un

facteur d'intégration et de solidarité européenne, peut également devenir un vecteur de transmission des déséquilibres allemands vers le système français.

Dans ce contexte, la question des interconnexions n'est plus uniquement technique ou climatique : elle acquiert une dimension stratégique et quasi souveraine pour la France. Le renforcement des capacités doit être évalué non seulement à l'aune des gains de marché, mais aussi au regard des risques d'asymétrie structurelle entre un système allemand administré politiquement et un système français fondé sur une stabilité interne forte. La solution de mise en fonctionnement de PST aux frontières avec l'Allemagne, mais aussi la Suisse et la Belgique est pertinente, mais coûteuse et soumise à régulation européenne.

### Schéma 6 : Développement des interconnexions électriques aux frontières de la France



Source : RTE 2025, IGN.

De plus, le refus par l'Allemagne de toute division de sa zone de prix ne constitue pas un simple arbitrage technique interne, mais produit des effets systémiques pour l'ensemble du marché électrique européen et en particulier pour la France. Exportatrice structurelle d'électricité, la France tire avantage de la logique de marché intégrée, qui permet à ses capacités compétitives et

bas carbone de s'écouler vers les zones de forte demande. Or, le maintien d'une zone de prix allemande unitaire tend à neutraliser ce mécanisme à son détriment.

En refusant que les congestions structurelles Nord/Sud soient reflétées dans les prix, l'Allemagne empêche l'émergence de signaux-prix différenciés qui inciteraient le Sud industriel à importer depuis la France à des conditions reflétant la rareté locale. L'électricité française continue ainsi de s'écouler vers l'Allemagne, mais à un prix homogénéisé, déterminé par les conditions du nord du pays, ce qui réduit la capacité de la France à capter la rente de ses exportations.

Structurellement, la France est un exportateur net d'électricité vers l'Allemagne, contrairement à la Pologne ou à la République tchèque dont les échanges sont plus équilibrés. Dans un contexte où la zone de prix allemande reste unique malgré les congestions Nord/Sud, un maintien de prix relativement bas dans le sud de l'Allemagne peut ainsi réduire l'attractivité des exportations françaises.

Toutefois, si les renforcements d'interconnexion entre la France et l'Allemagne sont mis en service avant l'achèvement des grands corridors internes allemands, notamment SuedLink, la France pourrait à son tour devenir une voie de transit pour ces flux de contournement. Dans ce cas, les interconnexions franco-allemandes pourraient non seulement soutenir les exportations françaises, mais aussi servir de soupape aux déséquilibres internes du système électrique allemand<sup>10</sup>.

Si les échanges transfrontaliers sont réalisés *via* le mécanisme de couplage de marché et que les exportations ne sont pas directement tarifées selon le prix de la zone importatrice, l'enjeu réside en réalité dans la formation du prix de marché couplé lui-même.

Dans un système reflétant les contraintes internes, notamment par une différenciation zonale, des signaux de rareté apparaîtraient plus fortement dans les régions structurellement importatrices, comme le sud de l'Allemagne. Dans une configuration multi-zones (type DE5), des prix plus élevés dans le Sud, liés à une demande soutenue et à une production locale insuffisante, augmenteraient la valeur marginale des importations, y compris celles en provenance de France. Dans ce cadre, les exportations françaises seraient plus fréquemment valorisées dans des situations de prix élevés, augmentant ainsi la valeur moyenne captée sur les échanges transfrontaliers.

À l'inverse, le maintien d'une zone de prix unique en Allemagne agrège des situations structurellement hétérogènes. Les excédents intermittents du Nord sont moyennés avec la demande structurelle du Sud, ce qui atténue les signaux de rareté. En conséquence, le prix formé sur le marché couplé CWE

10. *Les interconnexions françaises au cœur de l'Europe : vitales face à la crise, indispensables pour la décarbonation, Rapport sur les interconnexions électriques et gazières françaises 2020-2023*, Commission de régulation de l'énergie (CRE), mai 2024, disponible sur : [www.cre.fr](http://www.cre.fr).

reflète un prix allemand lissé, inférieur à celui qui prévaudrait dans les zones de forte demande du sud en présence d'une différenciation zonale.

L'implication n'est donc pas que les exportations françaises sont mal valorisées en tant que telles, mais que le niveau de prix de référence est structurellement inférieur à ce qu'il serait dans une configuration zonale. Autrement dit, l'absence de différenciation interne en Allemagne réduit la fréquence et l'intensité des situations de prix élevés dans lesquelles les exportations françaises captent le plus de valeur. Ce mécanisme peut être interprété comme une perte de rente potentielle, non pas en valeur absolue, mais relativement à un scénario contrefactuel où les congestions internes seraient pleinement reflétées dans les prix.

Cette analyse reste, à ce stade, prospective et nécessiterait des simulations détaillées des résultats de marché sous différentes configurations de zones d'enchères pour être quantifiée de manière robuste. Mais cela est difficile à obtenir compte tenu du fait que la zone est et restera unique.

### ***Un précédent pour la gouvernance européenne***

La décision allemande crée un précédent institutionnel. Lorsqu'un État central du système interconnecté choisit de ne pas traduire sur le marché des contraintes physiques pourtant identifiées par l'expertise européenne, cela fragilise la portée normative de la gouvernance communautaire. À moyen terme, cette situation pourrait accentuer les tensions entre États membres sur le partage des coûts de réseau, le dimensionnement des interconnexions et la responsabilité des congestions. Elle pose une question de fond : jusqu'où l'optimisation technico-économique européenne peut-elle s'imposer face à des arbitrages nationaux fondés sur la cohésion politique et industrielle ?

De plus, le maintien d'une zone de prix unique en Allemagne a également des implications pour les futurs mécanismes de soutien aux renouvelables. L'Allemagne prévoit en effet de recourir largement aux contrats pour différence (CfD) pour l'éolien *offshore*, principalement localisé dans le nord du pays. Or, si l'Allemagne était divisée en zones de prix, cette région structurellement excédentaire verrait probablement apparaître des prix plus faibles en raison des congestions vers le Sud industriel. En conservant une zone unique, ces contraintes internes sont masquées et le prix de marché reste aligné sur un niveau national plus élevé. Les producteurs éoliens du Nord vendent ainsi leur production à un prix supérieur à celui qu'ils obtiendraient dans une zone nord distincte, ce qui réduit l'écart avec le prix garanti par les CfD. Le maintien d'une zone unique améliore donc indirectement les conditions économiques de ces dispositifs de soutien.

Les CfD ne sont pas des contrats européens financés par l'Union européenne. Ils sont mis en place et financés par les États membres, mais encadrés par les règles européennes sur les aides d'État, principalement *via* la politique de concurrence de la Commission européenne

Si l'Allemagne était divisée en zones :

- ▀ Nord (éolien) → prix plus bas
- ▀ Sud (industrie) → prix plus élevé

Dans ce cas, les parcs *offshore* du Nord vendraient leur électricité à un prix de marché plus faible, ce qui augmenterait les paiements du CfD (donc le coût pour l'État allemand).

Avec une zone unique, le prix allemand reflète davantage la demande du Sud : prix moyen plus élevé au Nord, moins de compensation CfD à payer, meilleure rentabilité des projets *offshore*. La configuration du marché allemand (zone unique) influence le prix et ce prix détermine le niveau de subvention publique et donc l'intensité de l'aide d'État. Cela peut créer une distorsion concurrentielle, puisque l'Allemagne peut réduire le coût budgétaire de ses aides tout en soutenant massivement l'éolien *offshore*. Or, c'est précisément pour ce type de question que la Commission européenne examine les dispositifs dans le cadre des règles d'aide d'État.

Le développement massif de capacités de gaz pilotables en Allemagne, soutenues par des mécanismes publics, pose la question de leur coordination européenne. En l'absence d'un cadre harmonisé, ces capacités peuvent produire des effets transfrontaliers significatifs. Par exemple, en situation de surcapacité ou de prix bas, les centrales à gaz allemandes pourraient concurrencer directement des flexibilités émergentes dans les pays voisins, telles que les batteries en France. Ce phénomène pourrait réduire la rentabilité de ces actifs et ralentir leur déploiement, alors même qu'ils sont nécessaires à l'équilibre du système européen. Un des arguments poussés par l'Union européenne est que les nouvelles centrales à gaz doivent fonctionner à l'hydrogène « vert » à l'horizon 2035.

Cependant, le développement de l'hydrogène « vert » à grande échelle repose sur des signaux de prix locaux reflétant la disponibilité réelle de l'électricité. Dans un système à zone unique, ces signaux sont partiellement masqués : les zones excédentaires en production renouvelable (notamment le Nord) ne bénéficient pas de prix significativement plus bas qui inciteraient à y localiser les électrolyseurs. À l'inverse, dans un système zonal, des écarts de prix plus marqués pourraient orienter efficacement les investissements vers les zones les plus pertinentes du point de vue du système. Le maintien d'une zone unique pourrait ainsi limiter l'optimisation économique du déploiement de l'hydrogène, en réduisant la visibilité des différentiels régionaux de coût de l'électricité.

Le développement de l'hydrogène « vert » repose en grande partie sur une hypothèse qui mérite d'être discutée. En théorie, les électrolyseurs devraient être directement couplés à des sources renouvelables, par exemple des parcs éoliens, et fonctionner uniquement lorsque l'électricité est disponible et décarbonée. Dans ce cas, ils autoconsommeraient une production effectivement « verte ». En pratique, un tel fonctionnement est difficilement compatible avec les contraintes industrielles : un électrolyseur est un actif capitalistique qui doit fonctionner avec un facteur de charge élevé pour être rentable. Il est donc, dans la grande majorité des cas, raccordé au réseau et alimenté en continu. Or, l'électricité du réseau n'est pas « verte » en soi : elle reflète le mix électrique national à chaque instant. Cela signifie qu'en France, l'hydrogène produit est majoritairement peu carboné (environ 80 % d'électricité décarbonée), tandis qu'en Allemagne, il reste largement dépendant d'un système encore davantage carboné. Dans ces conditions, l'idée d'un hydrogène strictement « vert » apparaît moins comme une réalité industrielle que comme une construction théorique, dépendante d'hypothèses de fonctionnement rarement vérifiées à grande échelle.

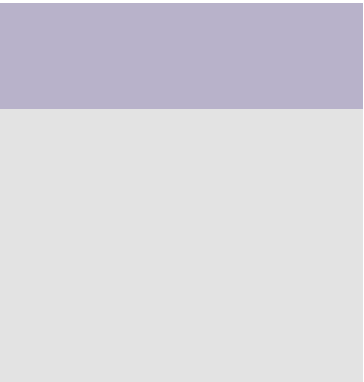
# Conclusion

Le refus allemand de DE5 n'est pas un arbitrage technique : c'est un choix politique qui externalise les coûts des déséquilibres internes allemands vers les voisins. Les *loop flows* et les congestions persistent, pénalisant les exportateurs comme la France qui ne capte pas la pleine valeur de son électricité, les prix allemands étant tirés vers le bas par le Nord excédentaire en éolien. En hiver, la dépendance aux centrales pilotables allemandes, demain au gaz, expose la France à des risques sur lesquels elle n'a aucune prise et dont elle devrait se prémunir. Elle dispose d'un parc de production dimensionné pour couvrir sa consommation, y compris les pointes. L'importation hivernale est un choix de marché dit « *de merit order* ». Si le prix de gros en Allemagne est inférieur au coût marginal d'activation d'une centrale thermique française, le marché importe l'électricité allemande. Le vrai risque pour la France est l'exposition à un mix allemand de plus en plus intermittent (éolien/solaire) et dépendant du gaz. C'est pour cela que la France a mis en place un mécanisme de capacité approuvé par la Commission européenne. Ce mécanisme rémunère les producteurs (et les acteurs de l'effacement) pour être disponibles lors des pointes de froid. Cela prouve que la France s'organise pour être autonome en cas de tension, et que l'importation est aussi une opportunité commerciale et non pas toujours une béquille vitale.

Vis-à-vis des pays d'Europe centrale, les décisions allemandes tendent à influencer l'intégralité de la chaîne de valeur de production industrielle en instaurant une asymétrie de compétitivité qui confine ces nations à un rôle de sous-traitants énergétiquement exposés ; en captant la valeur ajoutée grâce à un prix de l'électricité artificiellement lissé et subventionné, Berlin transforme le marché unique en un espace à deux vitesses où la puissance budgétaire peut dicter la géographie industrielle au détriment d'une intégration européenne équilibrée

Les PST constituent une réponse défensive pertinente, mais leur déploiement doit rester compatible avec le cadre CACM et le *Flow-Based Market Coupling*, sous peine de contestation par les TSO voisins. Sur le *Grids Package*, la France devrait défendre un principe simple : le financement des interconnexions ne peut être dissocié d'une répartition équitable des coûts des externalités. Renforcer les interconnexions sans mécanisme de compensation risque de faire financer par les consommateurs français les effets d'une décision souveraine de Berlin.





27 rue de la Procession 75740 Paris cedex 15 – France

[Ifri.org](http://Ifri.org)