

Tout ce que vous auriez voulu savoir sur le grand désordre des marchés électriques en Europe et les difficultés de les réformer

Présentation

La politique du marché électrique de l'UE a été pour le moins chaotique au cours de ses trente premières années et n'est pas encore complètement stabilisée aujourd'hui même si des progrès significatifs ont été réalisés comme en font l'analyse les deux notes ci-dessous de Dominique Finon.

Il s'agissait de concilier des stratégies fortement divergentes :

- de la France, la Suède, la Finlande et quelques autres dont le Royaume-Uni ainsi que les pays d'Europe orientale héritiers des réalisations nucléaires russes.
- critiqués par une autre partie de l'Europe - l'Allemagne, l'Autriche, ... - qui appréhendaient de nouveaux accidents graves de type Tchernobyl ou Fukushima, soutenue par les services de la Commission très pro-ENR, projets considérés comme seuls acceptables d'un point de vue écologique.

Des compromis boiteux ont été passés pour laisser les uns et les autres suivre leur chemin :

- pour les uns, par la prolongation de durée de vie du parc nucléaire existant, puis le lancement des EPR, dont le coût a augmenté en raison d'une complexification du design des réacteurs par des contraintes de sûreté de plus en plus fortes.
- et, pour les seconds, par des réalisations de parcs éoliens ou photovoltaïques, représentant aujourd'hui jusqu'à environ 50% de la production électrique de ces pays mais au prix d'une assistance de centrales thermiques au charbon et au gaz, ce dernier importé de Russie puis, depuis la guerre en Ukraine, des Etats Unis par voie maritime, sous forme de GNL,
- tandis que la Commission poussait à des interconnexions entre réseaux nationaux pour promouvoir un marché d'échanges européen

Sous pression de la Commission Européenne, visant à une libéralisation du marché de l'électricité, fut mis en place en France le dispositif de l'ARENH selon lequel, pendant 15 ans, EDF a dû vendre 100 TWh par an de sa production nucléaire, à un tarif fixe de 42 €/MWh, alors que la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) évaluait le coût de cette énergie entre 55 et 63 €/MWh. Cela revenait pour EDF à subventionner ses propres concurrents ... D'où un déficit à son bilan de quelques 50 Mds€ !

Il devenait absolument nécessaire à l'UE de refonder les conditions du marché européen de l'électricité.

S'est constitué à l'initiative de la France une « association pour le nucléaire » réunissant une quinzaine de pays membres de l'UE concernés qui a équilibré le poids de l'Allemagne et d'autres pays membres dans la reprise des négociations avec la Commission.

Les deux notes ci-dessous analysent les accords auxquels sont parvenus les partenaires avec les autorités européennes.

- La première présente la réforme du marché de l'électricité de 2024 avec comme sous-titre l'appréciation de son auteur : **un grand pas dans la bonne direction pour l'investissement.**

Alors que la Commission ne jurait jusqu'alors que par une vision dogmatique du marché à court terme qui seul pouvait réguler les échanges entre producteurs et consommateurs d'électricité, sont maintenant autorisés des contrats à long terme de projets ENR ou nucléaire avec la puissance publique nationale : ces contrats pour différences ou CfD. sont des contrats de long terme (avec une échéance de 15 à 30 ans selon les technologies) entre investisseurs en équipement bas carbone (ENR ou nucléaire) et l'Etat pour qu'il couvre les risques du marché. Ces CfDs peuvent donc s'appliquer aux nouveaux projets nucléaires pour faciliter leur financement : cela a ainsi été le cas pour le projet tchèque de deux réacteurs APR d'origine coréenne implanté à Dukovany, ainsi que pour le projet polonais de trois réacteurs AP1000 de Westinghouse.

On a voulu également encourager le développement de PPA (Power Purchase Agreement) entre producteurs éoliens ou PV et gros acheteurs. Toutefois, contrairement aux CfDs, ils ne devraient jouer qu'un rôle mineur, notamment parce que ce sont des contrats sur les MWh physiques et en raison des difficultés de gestion de l'équilibre entre la variabilité des productions de ces ENRi. Bien que ce ne soit pas mentionné dans le texte, rien n'empêchera que des PPAs soient signés avec un nouveau SMR, ou pour l'enlèvement d'une partie de la production d'un futur AP1000 ou un EPR2.

- La deuxième note traite des Interconnexions électriques avec l'appréciation : **tous les systèmes sont loin d'être gagnants ...**

Le dogme sur lequel se base la Commission est que le développement des infrastructures physiques entre pays est nécessaire à une plus grande intégration des marchés qui se ferait au bénéfice de tous. En pratique, cette ambition est très orientée par l'impératif germano-bruxellois selon lequel tous les pays doivent suivre la même voie de transition électrique basée sur les seules ENR intermittentes (EnRi).

Pourtant, en donnant la priorité à l'augmentation des capacités d'échange, la démarche bruxelloise pousse les Etats-membres adeptes des seules EnRi à négliger de développer en cohérence leurs moyens de flexibilité et des capacités adéquates.

Une démarche véritablement européenne impliquerait que chacun assure d'abord un développement cohérent de son système et tienne compte de ses effets de ses choix sur les pays voisins.

Le projet de directive Réseaux électriques provoque donc de franches oppositions. C'est le cas de la part de la Suède et de la France, car les interconnexions actuelles avec l'Allemagne ou l'Espagne ont déjà des effets négatifs importants sur leurs propres systèmes respectifs.

Reste que pour la France, il est clair que les capacités d'interconnexions avec les six pays limitrophes permettent d'exporter nos surplus d'électricité venant du nucléaire : en 2025, les 92 TWh exportés ont engendré 5,4 Mds € de recettes.



Jacques Roger-Machart

Ingénieur-économiste, ancien directeur chez EDF, ancien député, consultant en développement durable territorial



Olivier Appert

Ingénieur général des Mines, ancien PDG d'IFP Energies nouvelles, membre de l'Académie des Technologies et conseiller du centre Energie de l'IFRI.

La réforme du marché de l'électricité de 2024, un grand pas dans la bonne direction pour l'investissement

Note 1 - Dominique Finon - Avril 2026

La crise au Moyen Orient et ses effets sur le prix du gaz a réactivé les interrogations sur la pertinence de la libéralisation du secteur électrique, du fait des problèmes que pose le marché de l'électricité. Sa conception conduit à une corrélation entre le prix de l'électricité et celui du gaz pendant un nombre significatif d'heures sur l'année, ce qui expose les consommateurs aux hausses de prix du gaz. En parallèle avec le déploiement des EnR de coût marginal nul à très grande échelle, il est marqué par une baisse des prix moyens (du fait de prix horaires fréquemment très bas ou nuls) et par une volatilité croissante des prix peu propice à envoyer des signaux de long terme pour investir. L'intégration des systèmes et des marchés conduit à la transmission de ces effets depuis les systèmes à dominante EnR vers les systèmes à dominante nucléaire et hydraulique, comme depuis l'Allemagne vers la Suède ou la France

De ce fait, les équipements nucléaires, qui doivent moduler leur production lorsque le prix horaire est inférieur à leur coût d'exploitation, perdent de leur rentabilité. De même on peut craindre que les investissements dans le nucléaire soient dissuadés alors même que ceux dans les renouvelables bénéficient de subventions permettant de garantir leurs revenus sur le long terme.

En fait, sur ces questions, il ne faut pas ignorer la récente réforme du marché de l'électricité adopté à la suite de la crise des prix du gaz et de l'électricité de 2022-2023 qui résulta de l'agression russe contre l'Ukraine, réforme qui corrige certains de ces défauts. Le Règlement européen adopté en mai 2024 permet de recourir à grande échelle à des contrats financiers de long terme avec l'Etat pour tout investissement dans un équipement bas carbone, qui permettent de couvrir une grande partie des risques de l'investisseur, ce qui concerne directement les nouveaux réacteurs nucléaires. Il ouvre aussi la possibilité de redistribuer les rentes des producteurs bas carbone aux consommateurs en période de prix très élevés. Il permet enfin de faciliter les investissements dans les sources de flexibilité.

A ceci s'ajoute la reconnaissance en 2023 par la Commission du principe de neutralité technologique qui devrait permettre au nucléaire d'échapper à l'ostracisme dont il a été frappé systématiquement dans les textes européens. Le Règlement traite ainsi le nucléaire sur un pied d'égalité avec les projets ENR en ce qui concerne la mise en œuvre des cadres contractuels facilitant le déclenchement d'investissement dans les technologies bas carbone et dans la rénovation des équipements éoliens et ... nucléaires.

On précisera dans cette note les avancées permises par cette réforme. Dans une seconde note, on analysera les problèmes posés par l'intégration physique de systèmes bas carbone différents en structure de mix, les systèmes à dominante hydraulique et nucléaire étant affectés de façon croissante par les déversements de MWh d'EnR intermittentes.

1. Les limites du *market design* d'origine

Le *market design* du marché de l'électricité présente une triple limite.

- **Un prix aligné sur le coût variable du producteur marginal**

Il donne des prix horaires alignés sur le coût du combustible, ou le coût d'exploitation, du producteur marginal (celui appelé en dernier par le marché), ce qui conduit à une volatilité des prix d'une heure à l'autre ou d'un mois à l'autre.

Il expose les fournisseurs et les consommateurs à des épisodes de prix très élevés en raison de la volatilité des prix du gaz, sachant que sur le marché intégré ouest-européen, c'est une centrale à gaz qui est souvent la centrale marginale. Ceci explique la crise des prix de l'électricité, mais qui aurait été bien moindre en France sans les problèmes de disponibilité du nucléaire et de corrosion sous contrainte. Pendant la crise, durant 75% des heures sur l'année, les prix horaires ont dépendu en France du prix du gaz, contre 20% actuellement après le retour à la normale de la production nucléaire

Ce modèle de marché ne permet pas non plus aux consommateurs de bénéficier de prix stables et modérés alignés sur les coûts du nucléaire existant. Ailleurs, là où on ne parle que d'éolien et de photovoltaïque, le *market design* ne permet pas non plus aux consommateurs de bénéficier de prix modérés qui reflèteraient les baisses de coût importantes des techniques ENR que l'on ne cesse de nous rappeler. C'est ce paradoxe qui a contribué à lancer les débats autour de la nécessité de réformer le *market design* à Bruxelles, en plus de l'exposition des consommateurs à des prix très élevés lors de crise gazière.

- **Un non-alignement des prix sur les coûts complets des techniques**

La volatilité des prix spot, -- même si elle est compensée en partie par le fait que les transactions se font surtout par des contrats à terme à 3 ou 6 mois, ce qui conduit les acteurs de marché à parier sur des prix lissés -- rend impossible l'anticipation à long terme de la rentabilité de tout investissement en production.

De plus les prix horaires ne reflètent jamais le coût complet des technologies de production, même quand elles sont appelées avant la technique marginale et bénéficient de ce qu'on appelle une rente infra-marginale. Dit autrement le signal-prix envoyé par le marché horaire est inefficace pour investir dans des équipements d'une durée de 30, 60 ou 100 ans, comme c'est le cas pour tous les équipements bas carbone (ENR, nucléaire, CSC/capture du carbone). Il ôte donc aux prix du marché tout rôle en tant que signaux de long terme pour investir dans des équipements de production. C'est ce que montre d'ailleurs l'expérience des quinze dernières années en Europe où presque aucun investissement n'a été réalisé par la voie du marché.

- **Une rémunération insuffisante des sources de flexibilité**

Le *market design* ne permet pas de relever le défi de la sécurité d'approvisionnement. Le problème reste entier pour l'investissement dans les équipements de pointe, le renouvellement des équipements pilotables, le développement des sources de flexibilité (stockage, etc.), le renforcement des réseaux -- autant de domaines dont l'importance augmente très rapidement avec le déploiement « hors marché » des ENR intermittentes à très grande échelle.

- **Comment remédier à ces limites ?**

Les coordinations de court terme qui sont assurées par le marché à pas horaires pour le dispatching économique et les échanges entre pays (par le *market coupling* à pas horaires) sont indéniablement efficaces pour cette fonction, ce qui justifie leur maintien. Mais il faut compléter ce marché pour atteindre trois objectifs.

- Il faut partager les risques auxquels sont exposés les nouveaux équipements bas carbone qui sont tous à fort Capex, ce qui peut se faire par les contrats financiers avec l'Etat qui garantissant des revenus par MWh sur le long terme (qui sont appelés contrats pour différence ou CfD), ou par des contrats de long terme à prix fixés entre parties privées (appelés *power purchase agreements* ou PPA). Ces contrats étaient dissuadés auparavant par les règles européennes au nom des sacro-saints principes concurrentiels.
- Il faut couvrir les risques de marché pour les fournisseurs et les consommateurs, en obligeant les premiers à se couvrir sur les marchés à terme pour éviter leurs défaillances

en cas de crises de prix de longue durée. De plus il faudrait assurer aux seconds de pouvoir bénéficier de prix de vente stables et plus ou moins alignés sur les coûts de long terme du mix électrique, ce qui est le plus difficile à concevoir par rapport aux règles européennes. (Les prix réglementés à la vente, même pour les ménages, sont en principe prohibés par la troisième directive Electricité de 2009).

- Enfin il faut assurer la sécurité d’approvisionnement et la stabilité du système en toute situation en rémunérant l’offre de puissance garantie, à côté de celle des MWh pour déclencher les investissements dans les équipements pilotables et les sources de flexibilité.

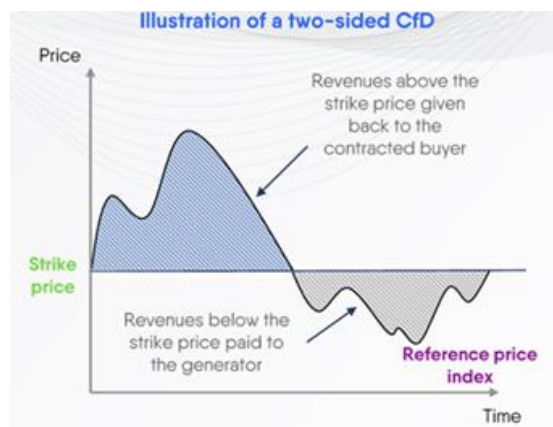
C’est ce que permet le nouveau Règlement « sur l’amélioration de l’organisation du marché de l’électricité de l’Union »¹ adopté à la mi-2024.

2. Les possibilités ouvertes par le Règlement de 2024

Le Règlement permet à un Etat-membre d’adopter un ensemble cohérent de mesures qui permettent de poursuivre ces objectifs de manière plus ou moins efficace, si la volonté politique existe suffisamment. La première mesure que l’on va évoquer, rétablit l’équilibre entre investir dans la nucléaire et le faire dans l’éolien ou le photovoltaïque

• Les contrats de couverture pour les équipements bas carbone

La possibilité de couvrir les risques d’investissement en technologies bas carbone est ouverte par l’autorisation de recourir aux contrats pour différences (CfD). Ce sont des contrats financiers de long terme (avec une échéance de 15 à 30 ans selon les technologies) entre investisseur en équipement bas carbone (ENR ou nucléaire) et l’Etat pour qu’il couvre les risques du marché. Leur obtention permet aux financeurs de demander des taux d’intérêt moins élevés. Ils sont déjà utilisés dans tous les pays de l’UE, dont la France, depuis dix ans pour les nouveaux projets EnR, connus sous le nom de contrats de complément de rémunération (CCR)².



Ce type de contrats permet aux investisseurs de recevoir un flux de revenu stable selon le prix de référence (*strike price*), qui est en principe aligné sur le coût complet de production de l’équipement concerné. L’Etat compense le producteur lorsque les prix sont en dessous du prix de référence, tandis qu’en période de prix élevés au-dessus de ce prix, il prélève la « différence » entre le prix de référence et les revenus unitaires de vente des MWh produits, pour reverser ces prélèvements aux consommateurs ou les garder en partie.

¹ [Règlement \(UE\) 2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les règlements \(UE\) 2019/942 et \(UE\) 2019/943 en ce qui concerne l’amélioration de l’organisation du marché de l’électricité de l’Union.](#)

² Les tailles minimales sont de 18 MW pour l’éolien et 0,5 MW pour le photovoltaïque.

Pour les nouveaux équipements ENR (énergie éolienne, solaire photovoltaïque, géothermie, hydroélectricité renouvelée), les contrats à long terme sont conclus par le biais d'enchères ouvertes régulièrement, la sélection se faisant sur la base du prix de référence qu'ils demandent. Les enchères sont spécialisées par type de sources renouvelables, étant donné les différences de profils de puissance et de services qu'elles procurent. Pour les équipements dans des technologies peu divisibles, à forte intensité de capital et à long délai de réalisation (nucléaire, CCS), le prix des CfDs sera établi par négociation avec le ministère ou le régulateur, sous contrôle de la DG Concurrence.

Les CfDs peuvent donc s'appliquer aux nouveaux projets nucléaires pour faciliter leur financement, comme c'est déjà le cas pour le projet tchèque à Dukovany de deux réacteurs APR d'origine coréenne, et le projet polonais de trois réacteurs AP1000 Westinghouse. Dans les deux cas les schémas de financement incluant un CfD et des emprunts publics ont été acceptés par la DG Concurrence respectivement en avril 2024 et février 2026, après ajustement négocié de la structure des CfD.

Le gouvernement français et EDF sont en train de négocier à Bruxelles la structure du CfD qui sera associé aux trois paires d'EPR2 du programme Nouveau Nucléaire, ainsi que le financement associé par prêts publics à taux nul ou bonifié.

- **Les contrats de long terme entre développeurs ENR et gros acheteurs (fournisseurs/distributeurs, industriels)**

Très attachés au marché et aux transactions entre acteurs privés, la Commission et les régulateurs, encouragés par le milieu des traders, ont voulu donner un rôle important aux PPAs et aux marchés financiers à terme. Ils postulent que les PPAs faciliteront le développement rapide des ENRs autant si ce n'est plus que l'action publique dont se méfient les professionnels. De même les gros acheteurs peuvent considérer qu'ils seront protégés contre le risque-prix et les épisodes de prix de gros très élevés en signant des PPAs avec de nouvelles unités de production d'ENR (qui, rappelons-le, sont à apports variables et sans correspondance possible avec la demande de charges de l'acheteur)

Ces postulats ont conduit à encourager le développement de PPAs entre producteurs éoliens ou PV et gros acheteurs par différentes mesures telles que des garanties publiques pour faire face au risque de défaut de l'acheteur, ou la possibilité d'obliger des industriels à contracter une part de leur fourniture par de tels contrats avec un développeur ENR, comme c'est pratiqué à grande échelle en Espagne.

Toutefois, contrairement aux CfDs, ils ne devraient jouer qu'un rôle mineur, notamment parce que ce sont des contrats sur les MWh physiques et en raison des difficultés de gestion de l'équilibre entre la variabilité des productions d'une installation ENR et les besoins de charge de l'acheteur³. A moins que le développement de ce type de PPA soit tiré par de telles obligations....

A noter que l'encouragement à signer un PPA ne concerne pas explicitement dans le texte les investissements dans les équipements nucléaires. Mais rien n'empêche que des PPAs soient

³ Un gros acheteur engagé dans un PPA avec un développeur d'installation ENR sera confronté à la variabilité des productions de son partenaire. Il devra chercher à se fournir de façon complémentaire sur le marché de gros. Ou passer un contrat avec un fournisseur pour gérer le « balancing » entre ses besoins de charge et la production de l'installation ENR, gestion qui présente pour ce fournisseur à la fois un risque-prix et un risque-volume pour ces approvisionnements complémentaires. Les coûts de transaction du contrat passé avec ce tiers pour compléter ou moduler sa fourniture au moment voulu qui seront à la charge de l'acheteur, seront très loin d'être négligeables, ce qui constituera une barrière à la signature de tels contrats. Toutefois une mise en pool de plusieurs acheteurs, désormais autorisée par le Règlement, pourrait réduire cet obstacle.

signés avec un nouveau SMR , ou pour l'enlèvement d'une partie de la production d'un futur AP1000 ou un EPR2.

On pourrait penser que les CAPN (contrat d'allocation de production nucléaire) qui permettent aux partenaires industriels d'EDF de bénéficier d'une quote-part de la production effective du parc nucléaire historique moyennant un partage des coûts et des risques associés, seraient des PPA. En fait ils ne sont pas, car ils sont adossés à l'ensemble du parc nucléaire et non pas à un équipement. Ils n'ont pas non plus comme fonction d'assurer les revenus d'un nouvel équipement.

- **La protection des consommateurs.**

Les CfDs permettent aussi de récupérer les « rentes infra-marginales » en période prolongée de prix élevés au-dessus de ce prix de référence. L'Etat prélève le surplus sur les revenus associés aux productions de MWh, pour reverser tout ou partie de ces prélèvements aux consommateurs, via les fournisseurs. Dans le document préparatoire du futur Règlement de fin 2022, la Commission soulignait que, dès lors que les CfDs seront reconnus compatibles avec les règles européennes, ils peuvent constituer *"une solution durable pour récupérer les rentes des producteurs [bas carbone] infra-marginaux et les réaffecter aux consommateurs, via un transfert aux fournisseurs pour compensation"* (Commission européenne, 2022). La protection des consommateurs pourra donc être renforcée par les CfDs autour des équipements ENR et nucléaires en facilitant la restitution aux premiers des rentes des équipements bas carbone.

Lorsque les CfDs se généraliseront avec le développement des productions bas carbone (EnR, nucléaire) le long de la trajectoire de la transition et si les transferts se font entre producteurs bas carbone et fournisseurs d'électricité, et non entre les premiers et le budget de l'Etat, ils permettront à ces derniers d'offrir à leurs clients des prix de vente plutôt stables qui reflèteront la moyenne pondérée des coûts complets des centrales bas carbone, couverts par les CfDs.

Cela dit, les Français bénéficient d'un régime d'exception en matière de protection des consommateurs, les gouvernements successifs ayant négocié avec Bruxelles le maintien d'un tarif réglementé de vente, le TRVe, alors que, selon la directive de 2009, il aurait dû être supprimé depuis (voir annexe).

- **Sécurité de fourniture et intermittence**

Le Règlement autorise aussi la mise en place de mécanismes de rémunération des capacités (MRC), en rendant possible l'installation de MRC basés sur des contrats longs pour rémunérer de nouvelles capacités flexibles ou pilotables qui contribuent à la sécurité de fourniture. Jusqu'ici, les MRC avaient fait l'objet de fortes réticences de la Commission qui les considérait comme des aides d'Etat, au point que tous ceux mis en place par des Etats-membres étaient considérés comme transitoires même après qu'ils aient été contrôlés scrupuleusement par la DG Concurrence. A présent ils sont reconnus comme définitifs. Ceci va faciliter le développement des équipements de pointe (turbines à gaz pilotables) et de sources de flexibilité (stockages divers, suréquipement hydraulique, programmes d'effacement, etc.). Le mécanisme français d'obligation d'achat de certificats de capacité garantie vient ainsi d'être totalement réformé en se basant désormais sur les seuls contrats de capacité.

- **Un manque : la non-reconnaissance d'une programmation nationale**

Pour rendre cohérent ce modèle d'organisation, il aurait fallu que soit reconnue la nécessité de renforcement de la gouvernance de la politique électrique au niveau national pour piloter la transition avec ses propres objectifs. Un Etat-membre devrait pouvoir mener sa propre politique en matière de bouquet électrique sous la seule exigence de respecter l'engagement de décarbonation qu'il prend vis-à-vis de l'UE. Le choix du mix électrique et énergétique est une

question de souveraineté nationale, comme le prévoit l'article 194-2 du TFUE (Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne). Mais les velléités de souveraineté nationale d'un pays qui voudrait défendre la place de l'option nucléaire dans sa propre transition, peuvent encore être étouffées par les logiques bureaucratiques et la comitologie bruxellois, s'il n'y a pas de volonté politique, comme ce fut le cas jusqu'à récemment du côté français.

- **Les tarifs règlementés de vente d'électricité, un régime d'exception**

La mise en place de l'ARENH (qui, rappelons-le, attribuait 25 % de la production nucléaire – soit 100 TWh -- à un prix de 42 €/MWh aux fournisseurs alternatifs) qui avait pour objectif l'établissement d'une concurrence sur le segment au tarif concernant les ménages et le TPE, a permis de conserver un tarif règlementé. Il était calculé pour deux tiers par le prix de l'ARENH et pour un tiers par lissage du prix de marché sur les deux dernières années.

A la suite de la disparition de l'ARENH à la fin de 2025, il a été maintenu en subissant une certaine évolution de son mode de calcul. Il se fait maintenant en totalité par référence aux prix du marché. Il se fait toujours par lissage du prix sur les deux dernières années, ce qui est très efficace pour limiter l'exposition des consommateurs à la volatilité des prix de marché. L'argument juridique employé est que le maintien d'un tarif règlementé peut se justifier, selon la directive par l'intérêt d'offrir des prix stables aux petits consommateurs, ce qui au sortir de la crise de 2022-2023, pouvait s'entendre, même du côté de la Commission.



Dominique Finon

Ingénieur centralien ECL. Docteur d'Etat en économie. Directeur de recherche émérite au CNRS. Economiste spécialiste des industries de l'énergie et des politiques publiques sur l'énergie et le climat. Il a été président de l'Association des économistes de l'énergie ; conseiller scientifique du Conseil français de l'énergie ; directeur de l'Institut d'économie et de politique de l'énergie IEPE (CNRS-Université de Grenoble) de 1990 à 2003, puis du Laboratoire de recherche sur l'économie des systèmes électriques LARSEN (CNRS, EDF R&D & Paris Sud). Il a été ensuite chercheur associé au CIRED (ENPC et CNRS) et directeur scientifique de la Chaire Marchés électriques européens (Paris Dauphine). Il est l'auteur de nombreux articles et ouvrages sur l'économie du nucléaire, les politiques de promotion des technologies nucléaires, le différend européen sur le nucléaire, la concurrence dans l'industrie mondiale du nucléaire ou encore la gouvernance mondiale de la sûreté nucléaire.

Interconnexions électriques : tous les systèmes sont loin d'être gagnants

Note 2 - Dominique Finon et Etienne Beeker - Avril 2026

La recherche d'une intégration croissante des marchés de l'électricité entre pays membres de l'UE ne date pas d'hier. Depuis le début de la libéralisation des marchés dans les années 90, l'intégration physique de systèmes et celle des marchés ont été sensiblement améliorées par l'augmentation des capacités des interconnexions, l'harmonisation des codes de réseau et l'extension progressive des dispositifs de couplage de marché (ou *market coupling*) entre systèmes (expliqué en annexe). Mais la Commission veut aller plus loin, en considérant que ça ne peut être que dans l'intérêt de tous selon les principes du libre-échange, ce qui est contestable dans notre cas pour de nombreuses configurations.

Elle a présenté fin 2025 un ensemble de textes regroupés sous l'appellation « Paquet Réseaux » dans lequel elle affiche, dans le domaine des systèmes électriques, son ambition d'asseoir son autorité sur les choix des nouvelles interconnexions avec, d'un côté, une planification centralisée par laquelle elle fixerait les orientations aux Vingt-Sept tous les quatre ans et, de l'autre, le pouvoir d'imposer aux Etats-membres des interconnexions additionnelles en court-circuitant les choix nationaux et les analyses techniques des gestionnaires de réseaux et des régulateurs nationaux. Projet faussement technique et fondamentalement politique, comme on va le voir.

Sa volonté est qu'en 2030, les capacités des interconnexions de chaque système atteignent 15% de sa pointe de demande⁴, sans prendre en compte les effets négatifs possibles d'une nouvelle liaison transfrontalière pour l'un des deux concernés. Alors que les projets transfrontaliers coûtent chers, ils ont des bénéfices et des coûts inégalement répartis. Les débats sont donc très tendus sur le sujet de qui doit payer, en regard de celui qui en profite vraiment⁵. Le projet de directive Réseaux électriques provoque de franches oppositions à Bruxelles où les décisions sont prévues durant ce printemps. C'est le cas de la part de Suède et de la France, car les interconnexions actuelles avec l'Allemagne ont déjà des effets négatifs importants sur leurs systèmes respectifs.

Il faudrait que soient pris en compte les inconvénients de tous ordres entraînés par ces déversements depuis les systèmes à dominante EnRi (Allemagne, Espagne, etc.) dans les systèmes bas carbone voisins. Ceux-là ne pourront que croître si de nouvelles interconnexions sont mises en place avec les champions des EnRi à leur corps défendant. Et c'est loin d'être gagné.

1. La transmission des effets des EnRi d'un système à l'autre

Rappelons d'abord que, dans tout système, la croissance des capacités des installations EnRi qui produisent à coût marginal nul introduisent, à partir d'un seuil de 10 à 15% des productions,

⁴ Ceci signifierait pour la France une augmentation des capacités d'import-export de 40% (pour atteindre 24 GW dans un sens, 29 GW dans l'autre), qui sera programmée en priorité sur les capacités avec l'Allemagne et l'Espagne.

⁵ Les débats sont d'autant plus vifs que le projet prévoit de faire financer une partie de l'investissement de n'importe quelle interconnexion que la Commission imposerait par un fonds alimenté par 25 % des recettes actuelles des péages aux interconnexions que chaque gestionnaire de réseau encaisse actuellement alors que celles-ci servent à alléger le tarif du service de transport-distribution (le TURPE en France).

de plus en plus de variabilité dans les productions du système et par là, de volatilité des prix spot. Elles orientent aussi tendanciellement la moyenne de ceux-ci à la baisse, comme on le voit depuis 2024 avec des prix moyens autour de 50 €/MWh, ce qui dégrade la valeur des équipements non ENR dont la production est vendue aux prix du marché, contrairement aux installations ENR qui ont toutes des revenus garantis pour chaque MWh produit. Les interconnexions en rajoutent, en propageant ces effets depuis les systèmes à forte part d'EnRi vers les autres systèmes à dominante électrique et nucléaire

- **Volatilité et baisses des prix.**

Dans un sens, les interconnexions contribuent à l'amplification de la réduction des prix horaires avec l'augmentation des heures à prix très bas, nuls ou négatif en France. Les prix négatifs, dus au manque d'équipements flexibles et pilotables en Allemagne se transmettent au système français via le couplage des marchés. Dans une situation hypothétique où le système français serait très peu connecté avec ses voisins, il n'aurait pas ou très peu d'heures où les prix seraient négatifs, compte tenu de l'importance de ses capacités pilotables pour assumer l'intermittence des productions de PV solaire et d'éolien dans une journée, sachant que ces productions ne comptent que pour 15% dans celles de tout le mix électrique contre 40% en Espagne et 45 % en Allemagne. Les interconnexions avec celle-ci ne sont pas étrangères au fait que le nombre d'heures à prix négatifs est passé de 183 h en 2023 à 508 h en 2025. Si les capacités d'échange avec nos deux voisins croissent de façon significative, la fréquence de prix horaires nuls ou négatifs ne cessera pas d'augmenter.

Le problème ne s'arrête pas là. Avec le couplage de marchés, lors de productions surabondantes des EnRi en Allemagne, les flux commerciaux s'orientent logiquement vers le marché français où les prix sont plus élevés, et ce jusqu'à saturation des interconnexions. Ceci fait souvent baisser les prix en dessous du coût d'exploitation du nucléaire, ce qui oblige de plus en plus fréquemment de réduire la production de certains réacteurs, voire de les mettre à l'arrêt complet. D'où les effets très mal venus de cette modulation nucléaire en termes de fragilisation des composants des installations, mais aussi de pertes de revenus pour EDF du fait des réductions de ses ventes et de la baisse des prix de marché. Ceci conduit à une perte de valeur des installations nucléaires en place, et plus tard de la fermeture précoce de certaines unités dont l'usure sera trop importante et les frais d'entretien trop élevés pour être couverts par les revenus des ventes de leurs MWh sur le marché⁶. Plus encore, ces effets rendront les investissements dans de nouveaux équipements nucléaires moins rentables.

Dans cette logique, les interconnexions en viennent à affaiblir la sécurité du système français en forçant parfois des réacteurs à l'arrêt complet, ce qui retire de l'inertie indispensable à sa stabilité et, par voie de conséquence, à la stabilité des systèmes voisins. On aboutit au paradoxe suivant : si on accroît les interconnexions à la demande des champions des EnRi parce qu'ils veulent non seulement pouvoir exporter leurs surplus, mais profiter aussi des ressources d'inertie et de flexibilité des centrales françaises (on pense à l'Espagne en particulier), on peut se retrouver avec moins de sources d'inertie disponibles aux moments critiques des autres systèmes

- **La régulation des intermittences par les systèmes voisins à mix nucléaire/hydraulique**

⁶ Voir le récent rapport d'EDF sur la modulation nucléaire dans lequel tous ces effets sont analysés.

https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2026-02/2026_02_16_ETUDE_MODULATION.pdf

Lorsque les éoliennes et les installations photovoltaïques allemandes ont une production en berne, les prix s'établissent à des niveaux élevés, ce qui conduit par le *market coupling* à attirer les MWh produits en France jusqu'à ce que les interconnexions saturant. C'est ainsi que les interconnexions servent dans les deux sens à la compensation de la variabilité croissante des productions horaires des EnRi allemandes quand il y en a trop par rapport à la demande, et aussi quand il n'y en a pas assez, ou plus du tout. Mais il en est de même avec les systèmes suédois et norvégien.

- **La transmission des effets de rareté.**

Les effets de rareté vont se transmettre d'un système à l'autre via le couplage de marchés. Une telle transmission de prix extrêmes s'est produite entre l'Allemagne d'un côté et la Norvège et la Suède de l'autre, lors d'un effondrement des productions éoliennes et solaires allemandes fin 2024, alors que les systèmes scandinaves sont bien dimensionnés et donc très peu exposés en interne à des effets de rareté. Les 12 et 13 décembre 2024, la chute totale de ces productions pendant plusieurs heures, a provoqué en Norvège, une hausse de prix à 100 €/MWh et en Suède à 750 €/MWh, soit respectivement 50 et 20 fois le niveau moyen.

Dans les deux pays, de tels pics de prix ont des effets importants sur les industriels et les ménages qui, pour beaucoup, sont engagés dans des contrats à prix indexés sur les prix du marché horaire. La question est devenue politique et les deux pays ont réagi de façon radicale. Le gouvernement norvégien a décidé de ne pas renouveler l'interconnexion Skagerrak avec l'Allemagne en fin de vie et de ne pas donner suite au projet NorthConnect de liaison avec l'Ecosse. La réponse de la Suède a été de ne plus autoriser de nouvelles interconnexions, dont celle de 700 MW qui était envisagée entre le sud de la Suède et l'Allemagne.

2. Tout se passe à l'avantage de l'Allemagne

La politique de transition électrique basée sur les seules EnRi que promeut la Commission, est définie sur des bases idéologiques en oubliant sciemment l'option nucléaire, et les réacteurs existants qui contribuent radicalement à la limitation des émissions du secteur électrique. Elle fixe aussi des objectifs d'installation EnRi sans égard pour la stagnation de la demande qui est effective partout en Europe de l'Ouest. En même temps elle n'impose aucunement à chaque Etat-membre un développement des sources de flexibilité et de centrales pilotables qui soit coordonné avec celui des sources intermittentes. Et aucun autre texte européen n'en fait vraiment obligation.

C'est un des côtés paradoxaux du traité européen. Selon son article 194, chaque État choisit de façon souveraine les voies et les moyens d'atteindre les objectifs fixés au niveau européen dans le domaine de l'énergie et du climat, mais sans qu'on leur impose de consolider les fondements de leur sécurité de fourniture et de la stabilité de leur système lorsqu'ils mettent la priorité sur les EnRi. Et rien ne les incite à le faire réellement car ils peuvent profiter des interconnexions pour ne pas le faire suffisamment afin de garantir la sécurité de leur système. Ils peuvent même fermer des capacités pilotables sans les compenser par l'installation de nouvelles, comme c'est le cas de l'Allemagne et de l'Espagne.

Focalisons-nous sur le cas de la première. Elle s'est jetée dans l'option tout EnRi sans tenir compte des contraintes lourdes d'installation de sources de flexibilité pour assurer le *back-up* de ses productions intermittentes au fur et à mesure de leur développement. De même elle n'assume pas les contraintes de développement de son réseau de transport haute tension entre le sud industriel et le nord où sont localisées l'essentiel des éoliennes.

Elle table donc sur ses voisins pour assurer sa sécurité de fourniture en toute situation, sans prendre en compte les effets de sa politique sur la sécurité de fourniture de ceux-ci, l'incertitude liée à la volatilité des prix du marché, l'augmentation des prix nuls et négatifs, et les effets de flux en boucle (*loop flows*) qui résultent de l'insuffisance de développement de son réseau. Lors des fortes productions éoliennes localisées dans le nord du pays, les congestions sur les liaisons nord-sud obligent les flux à emprunter des voies détournées par les réseaux voisins pour aller vers le sud industriel en suivant la voie de la moindre résistance, selon les lois physiques de Kirchhoff. Ce sont de véritables « passagers clandestins », car non rémunérés et non déclarés lors des prévisions d'échanges entre pays, alors qu'ils parasitent les échanges commerciaux internes, mais aussi externes en limitant les possibilités d'échanges prévus par les interconnexions.

A l'heure actuelle la capacité totale des installations éoliennes et photovoltaïque allemandes est de 168 GW (dont 117 GW de photovoltaïque PV et 68 GW d'éolien). Elle dépasse largement la demande de pointe en été de 65 GW et celle d'hiver de 85 GW, tandis que la capacité totale de centrales pilotables (charbon, lignite, gaz naturel, etc.) n'est que de 80 GW en attendant les fermetures prochaines de centrales à charbon. Avec ces 168 GW d'EnRi, le système allemand crée déjà un certain désordre dans les systèmes voisins, dont les système français et scandinaves, alors que l'objectif de *l'Energiewende* est d'atteindre 360 GW d'EnRi en 2030 (dont 235 GW de PV et 125 GW d'éolien) et 510 GW en 2035, alors que les demandes ne devraient sûrement pas croître vraiment d'ici là, vu le marasme de l'économie allemande.

Le futur va donc réserver de mauvaises surprises aux systèmes adjacents au système allemand. Quinze ans après les choix initiaux de *l'Energiewende*, on voit à peine le début de démarrage d'un plan d'installer 40 GW de centrales à gaz affiché depuis longtemps. Un premier appel d'offres pour 12 GW – qui doivent être hydrogène compatible pour « faire passer la pilule » -- doit être lancé en 2026. Et le grand plan hydrogène est encore dans les limbes. Visiblement notre voisin table sur les capacités d'échange permises par les interconnexions pour pallier son manque de sources de flexibilité et d'inertie et de capacités adéquates pour assurer la sécurité de fourniture.

3. Le projet très orienté de la Commission européenne

Le dogme sur lequel se base la Commission est que le développement des infrastructures physiques entre pays sont nécessaires à une plus grande intégration des marchés qui se ferait au bénéfice de tous. En pratique, cette ambition est très orientée par l'impératif germano-bruxellois selon lequel tous les pays doivent suivre la même voie de transition électrique basée sur les seules ENR intermittentes (EnRi). Selon un des textes, il s'agit « *d'assurer de la meilleure façon une transition coordonnée vers les énergies renouvelables, en assurant au mieux la sécurité des systèmes en garantissant des prix compétitifs aux industries et en allégeant les factures des ménages (...)* ». Les différences de choix de transition bas carbone entre pays sont purement et simplement ignorées, alors que des systèmes basés sur les grandes techniques bas carbone pilotables, sont intrinsèquement stables et n'ont pas un besoin aussi aigu d'être interconnectés.

Les interconnexions conçues pour assurer la solidarité technique entre les systèmes européens tendent à devenir un canal de déversement des productions excédentaires d'ENRi des champions verts dans ceux qui ont déjà un système décarboné à dominante nucléaire ou hydraulique. Elles leur servent à compenser leur déficit d'installations pilotables, de sources de flexibilité et de ressources d'inertie, le tout sous couvert de justifications d'optimisation économique collective à l'échelle européenne. En donnant la priorité à l'augmentation des capacités d'échange, la démarche bruxelloise pousse les Etats-membres adeptes des seules EnRi à négliger de développer en cohérence leurs moyens de flexibilité et des capacités adéquates. Une démarche véritablement européenne impliquerait que chacun assure d'abord un

développement cohérent de son système et tienne compte des effets de leurs choix sur les pays voisins.

Avec leurs modèles de réseaux, les régulateurs et les gestionnaires de réseaux respectifs évaluent déjà avec prudence les coûts et les bénéfices d'un projet transfrontalier pour leur propre système. Chaque projet ne présente pas les mêmes intérêts pour chacun des systèmes concernés en termes de progrès dans l'équilibrage des zones de part et d'autre de la frontière et de dépenses nécessaires pour renforcer les réseaux de transport respectifs. (C'est le cas de l'interconnexion Golfe de Gascogne en cours d'installation entre l'Espagne et la France qui nécessite de renforcer le réseau du sud-ouest de RTE). Même prudentes, ces évaluations se font dans un cadre statique où sont occultés les effets dynamiques de long terme qui peuvent être négatifs pour l'une des deux parties en réduisant sa sécurité de fourniture, en faisant baisser les prix moyens, en augmentant le coût budgétaire du soutien aux EnRi locales, en dévalorisant les actifs nucléaires et en baissant les incitations à investir, du fait du déversement de MWh venant des pays champions des EnRi. Concrètement, une nouvelle interconnexion vers l'Allemagne ou l'Espagne qui serait imposée par Bruxelles à la France pourrait n'avoir aucun bénéfice pour la sécurité et au contraire affecter l'économie du système électrique national.

Or demain ce sera à l'organisme européen mandaté par la Commission de procéder à l'évaluation du coût-bénéfice des nouvelles interconnexions avec ses critères propres et d'imposer ce que cet organisme estime devoir l'être au regard de ce que serait « l'intérêt collectif européen » dans une perspective biaisée que l'on devine. Cet organisme pourra ignorer les inconvénients et l'absence de bénéfices pour l'un des deux systèmes concernés par le projet d'interconnexion analysé, pourvu que le voisin champion des EnRi en retire tout le bénéfice. Il sera tout de même difficile d'accepter, vu de Paris ou de Stockholm, qu'il y ait un soi-disant bénéfice global européen là où les plus vertueux en termes d'émissions de CO₂ sont perdants. L'exemple de la Suède ou la Norvège, aux systèmes électriques décarbonés -- qui s'opposent à l'installation de nouvelles interconnexions avec l'Allemagne en raison des perturbations qu'elles entraînent -- est à méditer. Il doit conforter le gouvernement français dans son opposition au projet de la Commission

Il ne s'agit pas ici de mettre en doute le rôle des interconnexions en place qui est bénéfique en matière de sécurité des systèmes et d'avantages à échanger. Pour la France, il est clair que les capacités d'interconnexions avec les six pays limitrophes permettent d'exporter nos surplus d'électricité venant du nucléaire. (En 2025, les 92 TWh exportés ont engendré 5,4 Mds € de recettes). Mais ceci ne justifie en rien que l'on développe un peu plus nos interconnexions sur des bases idéologiques. Sans parler du fait que les surplus de production sont pratiquement à leur maximum, les problèmes que posent dès maintenant les flux importés venant du déversement des MWh d'EnRi des pays voisins ne manqueront pas d'augmenter si on accroît les interconnexions avec ces derniers ENRi.

Fondamentalement la différenciation croissante des mix électriques en transition -- avec, ici, le maintien de systèmes pilotables à dominante nucléaire/hydraulique, et, là, la priorité donnée au développement accéléré des EnR qui sont intermittentes et qui produisent à coût marginal nul -- change définitivement la donne.



Dominique Finon

Ingénieur centralien ECL. Docteur d'Etat en économie. Directeur de recherche émérite au CNRS. Economiste spécialiste des industries de l'énergie et des politiques publiques sur l'énergie et le climat. Il a été président de l'Association des économistes de l'énergie ; conseiller scientifique du Conseil français de l'énergie ; directeur de l'Institut d'économie et de politique de l'énergie IEPE (CNRS-Université de Grenoble) de 1990 à 2003, puis du Laboratoire de recherche sur l'économie des systèmes électriques LARSEN (CNRS, EDF R&D & Paris Sud). Il a été ensuite chercheur associé au CIREN (ENPC et CNRS) et directeur scientifique de la Chaire Marchés électriques européens (Paris Dauphine). Il est l'auteur de nombreux articles et ouvrages sur l'économie du nucléaire, les politiques de promotion des technologies nucléaires, le différend européen sur le nucléaire, la concurrence dans l'industrie mondiale du nucléaire ou encore la gouvernance mondiale de la sûreté nucléaire.



Etienne Beeker

Ancien conseiller scientifique, France Stratégie. Après une dizaine d'années passées dans la R&D dans les systèmes d'information au sein d'organismes de recherche publics et privés, Etienne BEEKER, a rejoint EDF en 1990 où il a occupé plusieurs postes de responsabilité et d'expertise. Il a ensuite collaboré avec l'ADEME de 2007 à 2009, puis avec France Stratégie comme conseiller scientifique jusqu'à mi-2023. Ses travaux portent la plupart sur des aspects liés à la prospective énergétique et aux systèmes énergétiques, comme le market design de l'électricité, la mobilité électrique, la dépendance du système électrique européen au gaz, la sécurité d'approvisionnement en électricité, les impacts de la crise du Covid-19, le futur des réseaux de distribution, la transition énergétique allemande, etc. Il est ancien élève de l'Ecole polytechnique (X72) et titulaire d'un DEA en Systèmes d'information de Paris 6

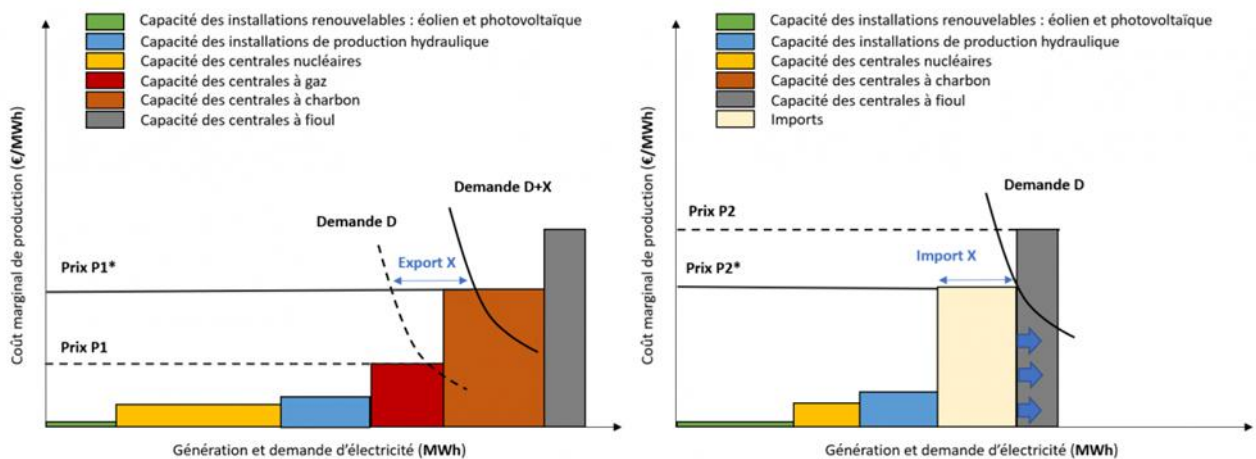
Annexe

Le couplage de marché ou *market coupling*

Le *market coupling* optimise économiquement les échanges horaires d'énergie et de services-système entre deux systèmes et leur marché respectif. Les ordres groupés des bourses d'électricité pour chaque heure du lendemain (ce qu'on appelle marché *day ahead*) sont regroupés et ensuite appariés pour découvrir un prix de compensation de marché uniforme, en tenant compte des contraintes techniques limitant sur l'heure considérée la capacité des interconnexions dans chaque sens du flux d'échange. Le couplage des marchés donne la priorité aux échanges entre les systèmes par rapport à l'équilibre économique offre-demande horaire au seul niveau de chaque système, ce qui conduit à la transmission des raretés survenant dans l'un vers les autres systèmes par l'appel à des productions moins chères venant de ces derniers.

- **Effet du couplage de marché entre systèmes de mix bas-carbone différents**

Comme on le voit sur la figure, initialement on part dans la zone A d'une demande D qui conduit à un prix dans cette zone inférieur à celui de la zone de prix B. La zone de prix A va donc exporter vers la zone de prix B. D'où l'alignement des prix entre les deux zones et le changement des ordres de mérite respectifs de la zone A qui exporte (la demande est désormais D+X) et de la zone B qui importe.



Source : UFE