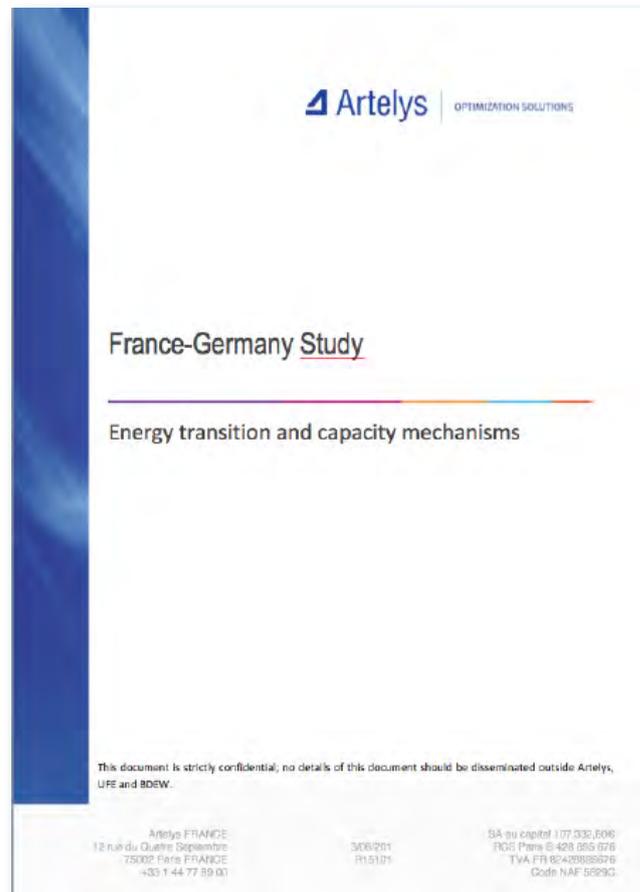


Étude Franco-Allemande

Transition énergétique et mécanismes de capacité

Une contribution au débat européen sur les perspectives à 2030

Synthèse



UN PARTENARIAT INDUSTRIEL FRANCO- ALLEMAND POUR PRÉPARER AUJOURD'HUI LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT DE DEMAIN

Si les transitions énergétiques en cours en Europe sont à la fois ambitieuses et nécessaires, elles mettent aussi à l'épreuve notre sécurité d'approvisionnement. En raison de la montée en puissance des énergies renouvelables, les conditions météorologiques, qui sont en elles-mêmes une source d'incertitude, vont jouer un rôle de plus en plus prépondérant. Conscients de ce changement, l'UFE et le BDEW, les associations professionnelles **des deux plus importants marchés électriques en Europe, qui représentent à eux deux un tiers de la consommation et de la production d'électricité au sein de l'Union européenne,**

ont décidé d'unir leurs efforts pour mener une étude sur la sécurité d'approvisionnement dans le contexte de la transition énergétique à l'horizon 2030.

Les industriels de part et d'autre du Rhin partagent deux grandes convictions qui ont fortement influencé le travail réalisé au cours de cette étude. Tout d'abord, dans les années à venir, la sécurité d'approvisionnement sera de plus en plus assurée de façon transnationale au niveau de plaques régionales (par exemple : la plaque Central West Europe), et la France et l'Allemagne sont appelées à jouer un rôle essentiel à cet égard. En effet, ces deux pays sont au cœur de l'Union de l'énergie. En raison de leur situation géographique centrale, la France et l'Allemagne sont un « pont » entre les pays d'Europe de l'Est et d'Europe de l'Ouest, et entre l'Europe du Nord et l'Europe du Sud. Evaluer à l'échelle franco-allemande le niveau de sécurité d'approvisionnement atteint en 2030 – comme cela est réalisé dans la présente étude - est donc tout à fait pertinent. Par ailleurs, dans le contexte actuel de libéralisation du secteur électrique, la question de la sécurité d'approvisionnement ne peut plus être étudiée séparément de celle de l'organisation du marché. Par le passé, la capacité de production installée et la durée de vie technique des centrales étaient considérées comme des indicateurs clés de la sécurité d'approvisionnement. Mais, à l'avenir, le niveau de sécurité d'approvisionnement dont bénéficieront les citoyens européens dépendra surtout des décisions d'investissement et de déclassement prises par les acteurs du marché, de façon décentralisée. Ces décisions seront fortement influencées par l'organisation du marché électrique. Dans ce contexte, cette **étude quantitative** vise à apporter des réponses à deux questions essentielles au niveau franco-allemand :

- **En 2030, la sécurité d'approvisionnement, dans un contexte de transition énergétique, pourra-t-elle être assurée au niveau souhaité par un marché « energy only » - quand bien même il serait amélioré (=sans plafond de prix¹) ? Quels seront les effets de la mise en place d'un mécanisme de capacité, du point de vue des investisseurs ? Et pour la collectivité?**
- **Quelles seraient les conséquences de la mise en place coordonnée de mécanismes de capacité similaires en France et en Allemagne ?**

Les auteurs ont utilisé des hypothèses volontaristes à l'horizon 2030 qui correspondent à un système électrique bas-carbone et dans lequel la réponse de la demande (DSM) joue un rôle prépondérant :

- **40 % de renouvelables dans les deux pays ;**
- **50 % de nucléaire en France ;**
- **une DSM importante : 11 GW en France (= 4 fois le volume actuel) ; 7,5 GW en Allemagne (= 5 fois² le volume actuel) ;**
- **une interconnexion franco-allemande optimisée : 7 GW (soit le double de la capacité actuelle).**

Ainsi, en modélisant le comportement des acteurs de marché dans différents scénarios, et en évaluant les conséquences éventuelles de telle ou telle organisation de marché en termes de sécurité d'approvisionnement pour les deux pays, cette étude offre un éclairage unique pour le débat actuel sur la réforme du marché de l'électricité européen.

1. Aujourd'hui, les prix sur les marchés « Day-ahead » français et allemand ne peuvent être supérieurs à 3000 €/MWh.

2. La DSM allemande actuelle est évaluée à 1,3 GW.

2030 : L'ALÉA MÉTÉOROLOGIQUE, SOURCE D'INCERTITUDE POUR LES ACTEURS DE MARCHÉ

En 2030 et au-delà, les centrales conventionnelles et les effacements seront toujours des composantes indispensables du système électrique mais les conditions d'investissement dans ces projets seront incertaines. En raison de la montée en puissance des énergies renouvelables dans les mix énergétiques européens, les aléas météorologiques auront un impact grandissant pour le système électrique. Non seulement la consommation d'électricité restera fortement thermosensible, comme c'est déjà le cas en France, mais, par ailleurs, la production des actifs renouvelables subira elle aussi d'importantes variations du fait de l'intermittence de ces moyens de productions.

Ainsi, la demande nette³ devant être satisfaite par les centrales conventionnelles et la DSM présentera des évolutions très aléatoires. La demande nette en pointe sera très différente d'une année sur l'autre. De même, le nombre d'heures durant lesquelles les moyens de back-up seront nécessaires et percevront des revenus sera, lui aussi, très fluctuant. Certaines années, des capacités nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement resteront partiellement ou totalement inutilisées, jouant de fait un rôle d'assurance.

Malheureusement, la majorité des études réalisées sur l'organisation du marché et sur les questions de la sécurité d'approvisionnement néglige cette dimension météorologique fondamentale et tire par conséquent des conclusions erronées. Pour éviter cet écueil, la dimension météorologique a été totalement intégrée dans cette étude, et 50 scénarios climatiques représentatifs ont été utilisés (fondés sur 30 années de données historiques). Chacun de ces scénarios décrit, heure par heure, la consommation d'électricité et la production des différentes sources renouvelables. Ils montrent clairement qu'en 2030, les aléas climatiques seront une source d'incertitude majeure pour le système électrique.

En intégrant le facteur météorologique, l'étude évalue l'appétence ou l'aversion à l'investissement des acteurs, en fonction de l'organisation de marché étudiée :

- **Marché « energy only⁴» (EOM) avec plafond de prix de facto**
- **Marché « energy only » (EOM) sans plafond de prix**
- **Marché de l'énergie (avec ou sans plafond de prix) + mécanisme de capacité uniquement en France**
- **Marché de l'énergie (avec ou sans plafond de prix) + mécanismes de capacité en France et en Allemagne**

Pour chacun de ces scénarios, le modèle simule le comportement des investisseurs, ce qui permet de calculer un équilibre de marché auquel correspond un mix énergétique aux caractéristiques spécifiques. Les différents mix obtenus sont évalués à l'aune :

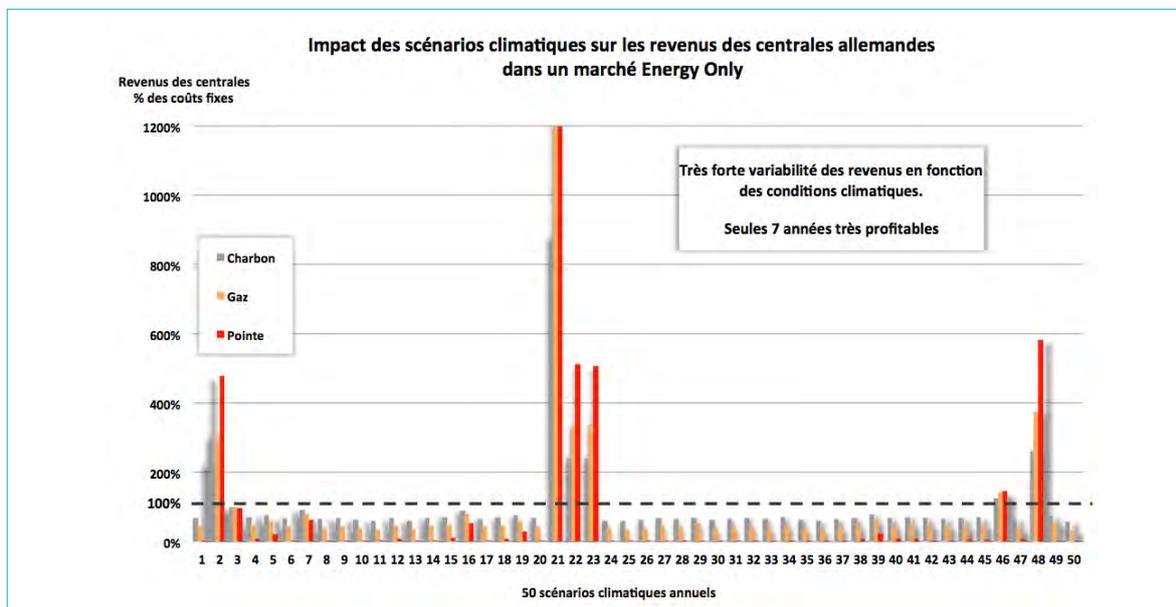
- **du niveau de sécurité d'approvisionnement ;**
- **de l'efficacité économique globale ;**
- **du coût associé pour les consommateurs.**

UN MARCHÉ ENERGY ONLY (MÊME DEPLAFONNÉ) NE PERMET PAS DE GARANTIR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Les simulations effectuées dans l'étude mettent en lumière le fait que l'architecture actuelle du marché de l'énergie est inadaptée pour répondre à cette incertitude météorologique croissante.

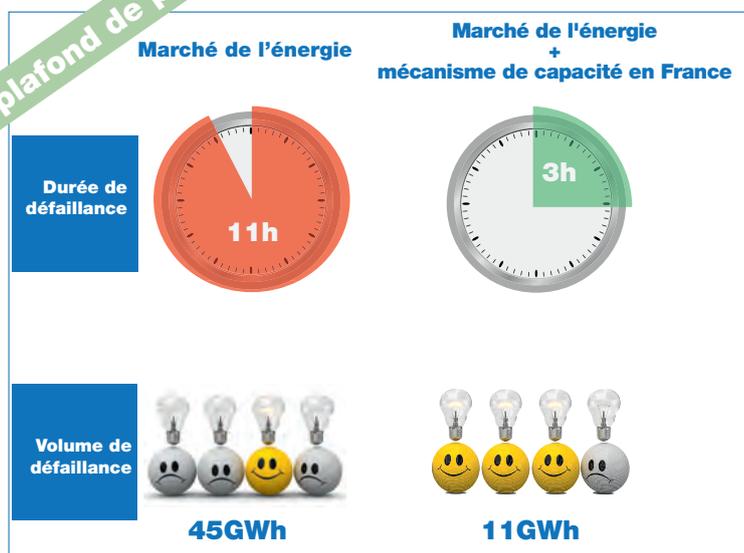
Dans un marché « energy only », qu'il s'assortisse ou non de plafonds de prix, les acteurs de marché, en particulier ceux exploitant des centrales de pointe ou ceux procédant à des effacements, doivent miser sur un nombre limité d'années très profitables pour amortir les coûts de leurs centrales.

3. La demande nette correspond à la consommation de laquelle est déduite la production intermittente (PV et éolien).



En fait, sur les 50 années climatiques simulées dans l'étude, seules 7 seraient rentables pour les acteurs de marché et leur permettraient de dégager des bénéfices. En admettant que les pics de prix auxquels ces années donnent lieu soient socialement et politiquement acceptables, une telle situation serait source d'incertitude pour les investisseurs. Première incertitude : ces années extrêmes – et donc rentables – auront-elles vraiment lieu pendant la durée de vie de leurs actifs ? Deuxième incertitude : quand ces années vont-elles se produire ? Auront-elles lieu peu après leur investissement ou se produiront-elles plus tard ? L'étude montre que, dans une telle architecture de marché, en raison de ces incertitudes, les investisseurs auraient à évoluer dans un environnement très risqué. Ainsi, si la France et l'Allemagne s'appuyaient exclusivement sur un EOM, les centrales de pointe nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement auraient 25 % de chance en France et 23 % de chance en Allemagne de recouvrer moins de la moitié de l'investissement initial, et 40 % de chance en France et 39 % de chance en Allemagne de recouvrer moins de 75 % de celui-ci. Ce niveau de risque est insoutenable pour les investisseurs. Notre étude montre qu'il se traduirait par un sous-investissement global et, de fait, par une incapacité à garantir la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, en s'appuyant uniquement sur un EOM (même déplafonné), la sécurité d'approvisionnement en France serait inférieure de 50 % à celle visée par les pouvoirs publics français.

Avec plafond de prix



De plus, cette situation de sous-capacité serait aggravée par la préférence des acteurs de marché pour des investissements comparativement moins risqués, tels que des moyens de production de base, en lieu et place d'investissements dans des actifs jugés plus risqués tels que la DSM et les centrales de pointe. Les incitations économiques au développement de la DSM seraient donc insuffisantes. Par conséquent, le mix électrique qui résulterait d'une telle architecture de marché serait sous optimal, tant du point de vue de la capacité installée totale que du point de vue de sa composition.

UN MÉCANISME DE CAPACITÉ SÉCURISE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

En revanche, la mise en place d'un mécanisme de capacité, portant sur toutes les capacités, réduit l'exposition des investisseurs aux incertitudes météorologiques et, ce faisant, elle remédie au problème de sous-investissement associé à un EOM.

En fait, **en limitant les risques liés à la variabilité de la production EnR et à la thermosensibilité de la demande, un tel mécanisme de capacité agit comme un mécanisme assurantiel.**

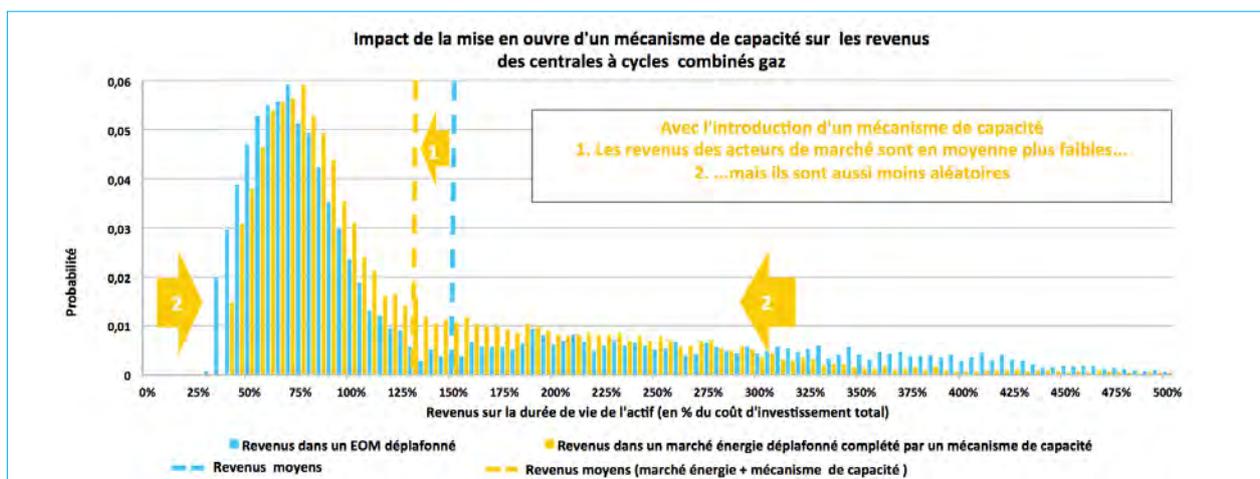
Il permet aux investisseurs d'avoir une meilleure visibilité sur leurs revenus à long terme, ce qui, en retour, favorise sans discrimination les investissements dans les capacités de production et d'effacement. Grâce à cela, **le niveau de sécurité d'approvisionnement visé par les pouvoirs publics est bel et bien atteint, et ce**, même avec une part importante d'énergies renouvelables. Un mécanisme de capacité garantit donc une transition énergétique sûre et durable.

Toutefois, un tel mécanisme de capacité n'élimine pas entièrement l'incertitude afférente aux revenus des acteurs de marché: il n'est ni une subvention, ni une garantie de revenu à long terme. Les acteurs de marché seront toujours confrontés aux risques liés aux prix et aux volumes.

UN MÉCANISME DE CAPACITÉ SÉCURISE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE À MOINDRE COÛT

Contrairement à une idée reçue, compléter le marché de l'énergie par un mécanisme de capacité ne coûte pas plus cher. Cela se traduit même par une diminution des coûts sur le long terme :

- La sécurité d'approvisionnement étant améliorée, le coût associé à des ruptures d'approvisionnement est réduit ;
- Par rapport à un EOM, le mécanisme de capacité permet d'abaisser la prime de risque réclamée par les investisseurs. En effet, sur le long terme, les revenus moyens des producteurs seront moins élevés mais ils seront aussi moins aléatoires (diminution de l'espérance mathématique des revenus s'accompagnant d'une diminution de leur variance – voir graphique)
- Au final, avec un mécanisme de capacité, le mix électrique sera plus adapté et il y aura des incitations nouvelles pour le développement de la DSM.



Le mécanisme de capacité sécurise donc l'approvisionnement en électricité sans pour autant donner lieu à une surcompensation des actifs.

En fait, dans le cas le plus favorable, la mise en place d'un mécanisme de capacité se traduit par une amélioration de l'efficacité économique du système électrique (augmentation du bien-être social). Ainsi, **en France, la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité venant compléter un marché énergie plafonné (cas actuel) s'accompagne de gains d'efficacité de l'ordre de 370 M€ par an.** Si le marché énergie devait être déplafonné, l'introduction d'un mécanisme de capacité n'aurait en revanche pas d'impact (positif comme négatif) sur l'efficacité économique du système.

Par ailleurs, pour les consommateurs, l'introduction d'un mécanisme de capacité est synonyme de gains. Ainsi, l'introduction d'un mécanisme de capacité en France permettra aux consommateurs français d'économiser⁵, à terme, près de 87 M€ sur leur facture d'électricité par rapport à ce qu'ils auraient eu à payer avec un marché energy-only déplafonné. La mise en place d'un tel mécanisme bénéficierait aussi aux consommateurs allemands, qui économiseraient près de 82 M€ par an. Bien sûr, si l'Allemagne mettait également en place un tel mécanisme, les consommateurs français et allemands réaliseraient des économies supplémentaires qui seraient respectivement de 180 M€ pour les Français et de 225 M€ pour les Allemands.

Par conséquent, la mise en place d'un mécanisme de capacité permet aux consommateurs de bénéficier d'une meilleure qualité de service sans que cela ne leur coûte plus cher.

UN MÉCANISME DE CAPACITÉ SÉCURISE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET FAVORISE LA FLEXIBILITÉ ET LA REPONSE DE LA DEMANDE

Notre étude montre qu'un mécanisme de capacité facilitera la transformation du système électrique. En effet, grâce à l'introduction d'un tel mécanisme, le mix électrique sera plus adapté aux besoins futurs des consommateurs et aux enjeux à venir du système électrique. En particulier :

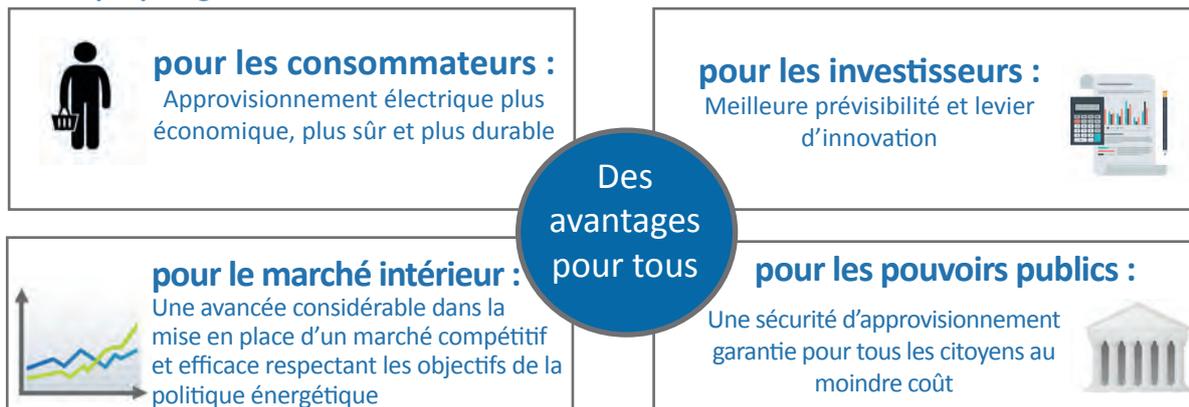
- un mécanisme de capacité garantit la sécurité d'approvisionnement d'un mix renouvelable et bas-carbone
- un mécanisme de capacité encourage le développement des effacements et de la réponse de la demande au sens large
- un mécanisme de capacité encourage le développement des solutions de flexibilité

UNE COORDINATION RÉGIONALE SERAIT SYNONYME DE GAINS POUR TOUS

La mise en place de mécanismes de capacité similaires en France et en Allemagne se traduirait par des gains pour toutes les parties. Il est en effet plus efficace de garantir la sécurité d'approvisionnement sur une base bilatérale et régionale plutôt que sur une base purement nationale : la capacité installée totale est optimisée pour garantir la sécurité d'approvisionnement, la structure du mix évolue du fait de la diminution du risque et, enfin, l'efficacité économique du système électrique est améliorée dans l'ensemble de la région.

En faisant l'hypothèse que les marchés énergie auront été déplafonnés en 2030, la mise en place d'un mécanisme de capacité en Allemagne également (et dans la mesure où plusieurs principes fondamentaux sont respectés : mécanisme portant sur toute la capacité, basé sur le marché et technologiquement neutre) permettrait de diminuer la défaillance prévisionnelle de près de 35 % dans les deux pays. Elle se traduirait également par des économies supplémentaires de 405 M€/an pour les consommateurs allemands et français⁶.

Enfin, si d'autres pays de la plaque régionale rejoignaient cette approche bilatérale, les bénéfices n'en seraient que plus grands.



5. Ces résultats ont été obtenus en comparant les primes de risque associées aux investissements dans les capacités thermiques et en comparant les gains/pertes en termes de sécurité d'approvisionnement.

6. Par rapport au scénario où seule la France mettrait en place un mécanisme de capacité



Septembre 2015