

Les externalités de long terme du développement imposé de la production éolienne dans un marché électrique

Mauricio Cepeda
Dominique Finon

Le développement subventionné de la production éolienne à grande échelle dans un marché électrique a des effets externes importants en termes de dégradation des performances de sécurité de fourniture à long terme, de désoptimisation du système non éolien en place du fait de la modification de l'ordre de mérite et des revenus des producteurs, et de recomposition non optimale du système non éolien après renouvellement des équipements. On analyse successivement ces différents effets. Puis on teste une politique de second rang qui permettrait de retrouver le niveau de sécurité de fourniture du même système répondant à la même demande sans éolien, en ajoutant un mécanisme de capacité au marché de l'énergie.

Lorsqu'on évalue les effets externes d'une capacité éolienne développée à grande échelle sur le reste des capacités et de leurs productions, il est commun de ne prendre en compte que les besoins en service d'ajustement supplémentaire et en nouvelle capacité flexible de *back up* (Gross et *al.*, 2007 ; Gross et Heptonstall, 2008 ; Green, 2010). Pourtant l'introduction de productions éoliennes qui se placent dans la base de l'ordre de mérite entraîne la désoptimisation du système en place, accroît le problème des revenus manquants pour les équipements de pointe et l'étend aux équipements de semi-base et de base, sans parler des effets sur le système de transport et les investissements à y faire.

Les coûts de la mise en adéquation de la capacité du système par un mécanisme de capacité et les effets d'adaptation du parc conventionnel dans la durée sont des coûts supplémentaires de long terme de l'introduction à grande échelle d'une capacité éolienne dans le marché. Cet aspect manque généralement dans la littérature qui cherche à analyser les

coûts d'introduction de l'éolien à apport intermittent (Philibert, 2010). Il est carrément oublié dans les études qui veulent démontrer que les baisses de prix moyens annuels entraînées par le déplacement de l'ordre de mérite du fait des productions éoliennes fatales compensent en grande partie, voire en totalité, les surcoûts payés par les consommateurs du soutien accordé aux productions éoliennes via les tarifs d'achat ou les prix des certificats verts (pour l'Allemagne, Sensfuss, Ragwitz et Genoese, 2008 ; pour l'Irlande, Clifford et Clancy, 2011).

Nous nous situons ici dans une perspective d'équilibre de long terme pour analyser la déformation des caractéristiques de l'équilibre de long terme du système non éolien qui résulte du développement de la capacité éolienne tiré par les subventions par rapport à un équilibre sans éolien. Nous faisons deux choix méthodologiques. Le premier est d'ignorer les effets du développement de l'éolien sur le système de transport du fait des contraintes de réseau qu'il engendre et des besoins

d'investissement qui en résultent. Le second choix est d'analyser les effets de long terme sur les capacités à partir de représentations géométriques d'optimum technologique, mais sans démarche de quantification. On montre selon quels déterminants le mix technologique non éolien est déformé dans la durée et comment la faible puissance garantie de cette technologie conduit à une moindre sécurité de fourniture du système. On compare pour ce faire un système avec production éolienne à grande échelle et le système satisfaisant la même demande, mais sans éolien. On analyse également une politique de second rang qui permettrait d'atteindre, en ajoutant un marché de capacité au marché de l'énergie¹, le niveau de sécurité de fourniture de long terme atteint spontanément un marché *energy only* dans un système sans éolien.

L'article est organisé comme suit. Dans une première section, nous montrons que la combinaison des aléas de demande et de production éolienne impose sur le marché des situations d'offre-demande horaires plus problématiques. Puis nous identifions les impacts de court terme sur la désoptimisation du système conventionnel en place, avec les modifications de l'exploitation des équipements en place et de leur appel par le marché, ce qui pose problème pour le recouvrement des coûts fixes des nouveaux équipements conventionnels. Dans la deuxième section, nous identifions, avec la méthode géométrique dite des *screening curves*, ce que serait l'optimum d'un parc conventionnel recréé de rien, qui cohabiterait avec une capacité éolienne développée à grande échelle, et

1. Actuellement, l'introduction d'un mécanisme de capacité est débattue dans un certain nombre de pays européens (Royaume-Uni, Allemagne), précisément du fait du développement à grande échelle des productions intermittentes éoliennes. Le mécanisme de capacité qui va être mis en place en 2012 répond au départ au problème créé par l'aléa de thermo-sensibilité du côté de la demande en responsabilisant les fournisseurs par une obligation décentralisée de détention de contrats sur des garanties de capacité disponibles en pointe avec les producteurs. Mais il pourra aussi aider à faire face à l'aléa de variabilité de la production éolienne dans le futur quand la capacité éolienne produira plus de 10-15% de la production électrique.

que l'on compare avec le parc conventionnel sans éolien. On identifie en particulier, à l'optimum, le nombre supplémentaire d'heures de défaillance résultant du développement subventionné de l'éolien. Dans la section finale, on examine comment retrouver le niveau de garantie de fourniture que l'on aurait dans un système sans éolien avec un mécanisme de capacité qui donne une valeur différente aux technologies selon leur contribution à la garantie de fourniture du système.

1. Les effets de désoptimisation de long terme de l'introduction forcée de l'éolien

La combinaison des aléas de la demande et de la production éolienne crée des situations plus problématiques sur le marché, avec des effets sur les prix qui complexifient l'adaptation par le marché du parc de production non éolien vers un nouvel équilibre de long terme. De plus, l'injection des productions éoliennes en place sur le marché déplace l'ordre de mérite, ce qui se reflète dans des tendances de prix à la baisse qui dissuadent les investissements, en plus de la volatilité accrue des prix.

A) La combinaison des variabilités respectives de l'offre éolienne et de la demande horaire

Dans un ensemble de situations couplant demande horaire et production éolienne horaire, on identifie quatre situations typiques dans le diagramme de nuage de points de la figure 1 qui représente le cas du marché allemand en 2009 dans les quatre rectangles tracés. Dans les deux premiers cas, la demande et la production intermittente évoluent dans le même sens, ces situations ne présentent pas de risque pour le système :

- Le rectangle 1 représente les situations de faible demande et de faible production éolienne. Ces situations ne représentent pas des vrais défis car la production conventionnelle peut aisément satisfaire aux besoins en puissance et en énergie.
- Le rectangle 2 représente les situations de production éolienne et de demande élevées. Ce type de situation est économiquement favorable : des unités de production conven-

ÉTUDE La production éolienne dans un marché électrique

tionnelles avec un coût marginal plus faible vont établir le prix, par rapport à une situation sans production éolienne.

En revanche, dans les deux cas suivants, l'évolution de la demande et celle de la production diffèrent à l'opposé, induisant des risques potentiels pour l'équilibre à court terme :

- Le rectangle 3 représente les situations peu favorables dans lesquelles la demande est faible et la production éolienne est élevée. Ici, les technologies de production de base auraient besoin de plus de flexibilité pour pouvoir fonctionner en suivi de charge, ce qui n'est pas réalisable pour toutes du fait des contraintes opérationnelles rigides (contrôlabilité et flexibilité) caractéristiques de ces types de centrales. De ce fait, cette situation implique des rééquilibrages permanents du système supportés par des unités plus flexibles comme celles utilisées pour satisfaire les besoins de pointe dont le coût marginal n'est pas négligeable.

En outre, les coûts d'arrêt et redémarrage supportés pour ces technologies flexibles peuvent inciter les producteurs à proposer des prix négatifs plutôt que de supporter ces coûts supplémentaires pour continuer à produire en attendant la remontée des prix, comme on le verra plus loin.

- Le rectangle 4 réunit des situations où la demande est élevée et la production éolienne est faible. Cette situation a un impact négatif sur la sécurité de fourniture puisque, en cas d'absence de moyens de production, elle pourrait conduire à un délestage de la demande. Cette situation de corrélation négative est d'autant plus délicate qu'elle se reproduit statistiquement plus souvent du fait d'une distribution de probabilité plus proche de la loi de Weibull que celle de la loi gaussienne.

La production éolienne qui s'est développée sur la base de subventions à la production est fatale dans le sens où elle est déversée dans le réseau chaque fois que les conditions

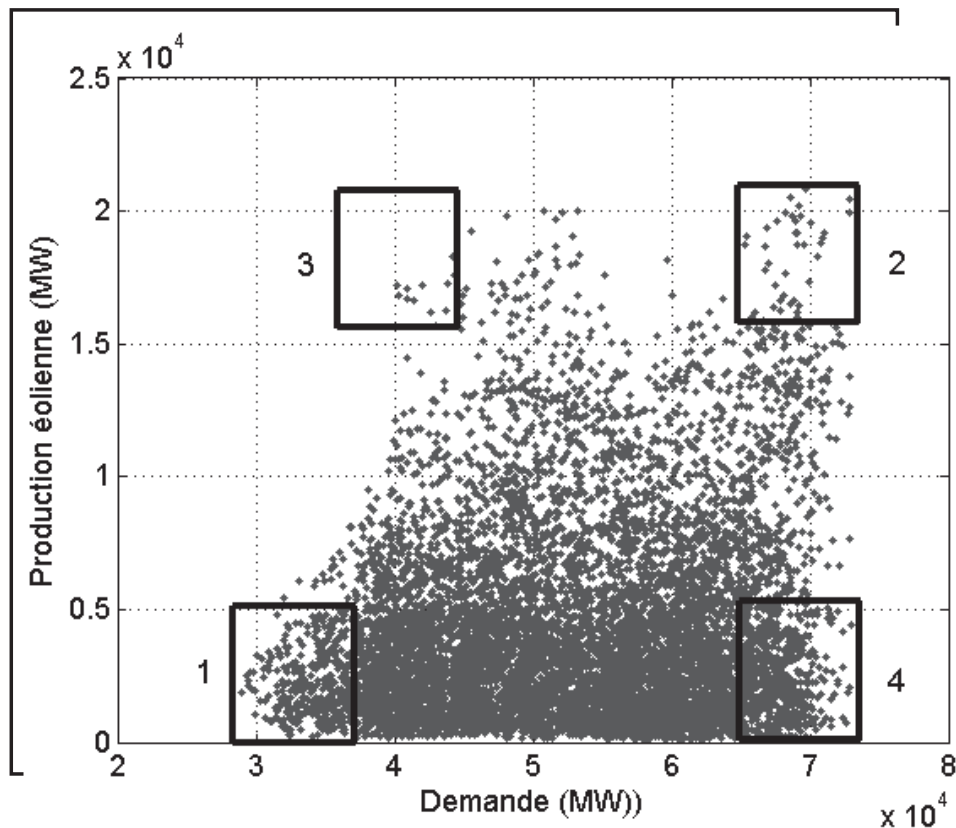


Figure 1 : Relation entre la demande et la production éolienne en 2009 en Allemagne.

Sources : www.entsoe.eu et www.bdew.de

ÉTUDE La production éolienne dans un marché électrique

météorologiques le permettent. Dans les pays de l'Union européenne, la régulation définie dans la Directive Renouvelables 2009/28/EC (art. 16.2.b) impose une priorité d'accès au système. Elle arrive sur le marché indépendamment des conditions d'offre et de demande qui détermineront le niveau du prix. Le caractère fatal et non garanti de la production éolienne conduit à la traiter comme une demande négative. Soulignons au passage que, même dans l'hypothèse où l'éolien se développerait sur une base marchande, les producteurs seraient forcément pris sur le marché en toute situation sachant que leur coûts marginaux sont très bas.

On représente l'ensemble des couples «production éolienne-demande» par une monotone de charge résiduelle en rangeant dans l'ordre décroissant de charges horaires dont on soustrait la charge de la production éolienne pour les 8 760 heures d'une année, comme sur la figure 2. La prise en compte de la production éolienne comme demande négative déplace la monotone de charge adressée au parc conventionnel vers le bas. L'addition de la variabilité de la production éolienne et celle de la demande augmente la variabilité de la demande résiduelle. Dans notre exemple, la demande allemande en 2009 a fluctué entre 29,0 GW et 73,0 GW, soit une différence de 44,0 GW (écart type de 9,8 GW). La production

éolienne quant à elle a fluctué entre 0,08 GW et 20,8 GW (écart type de 3,6 GW), soit une différence de 20,7 GW qui est inférieure à celle de la demande. Mais la variabilité de la demande résiduelle se situe entre 22,9 GW et 71,8 GW, soit une différence de 48,9 GW qui est supérieure à celle de la demande.

Ceci signifie que les facteurs de charge moyens de l'éolien calculés sur l'année ne sont pas une indication pertinente pour anticiper la disponibilité des productions éoliennes pendant la pointe et l'extrême pointe pendant les périodes au cours desquelles on a besoin de garantie de disponibilité. La capacité éolienne disponible pendant cette période peut être très inférieure à la moyenne annuelle de la capacité disponible. En prenant l'exemple de la Grande-Bretagne où le facteur de charge moyen de l'éolien pendant l'année est de 27%, et pendant les mois d'hiver plus élevé, on a calculé que, pendant 10% des heures en janvier, période où survient le pic de demande, avec une répartition appropriée des éoliennes entre les différents gisements, la capacité disponible pourrait s'établir seulement à 10% du montant total avec une probabilité significative (Green et Vassilakos, 2008).

De ce fait, si les courbes monotone de charge avec ou sans éolien apparaissent le plus souvent parallèles, ce n'est plus le cas aux deux extrémités des courbes.

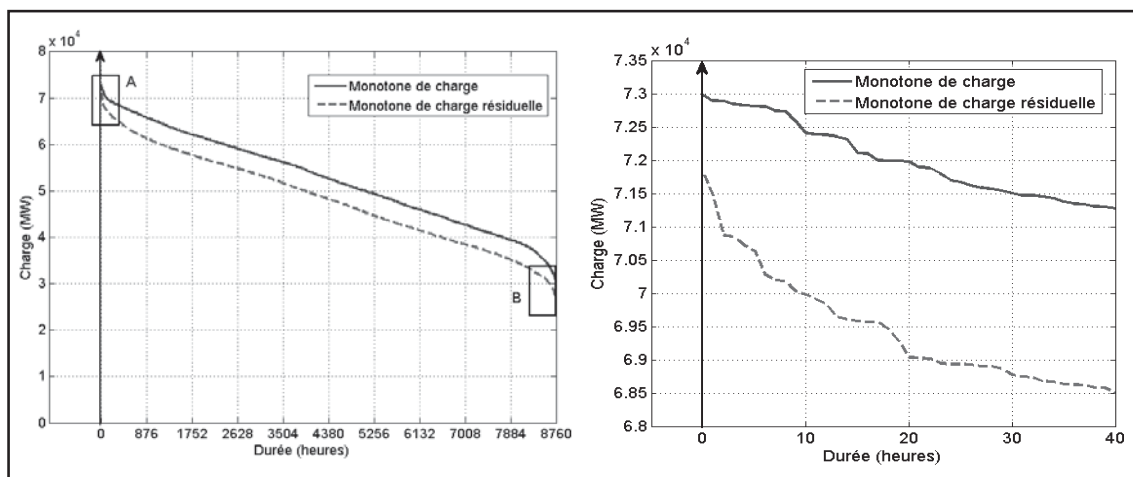


Figure 2 : Monotone de charge avec/sans introduction de la production éolienne en 2009 en Allemagne et «l'effet zoom» sur les heures de pointe et d'extrême pointe.

Source : www.entsoe.eu et www.bdew.de

Premier constat : la courbe de charge résiduelle est plus pentue et parvient à rejoindre la monotone de charge totale en extrême pointe, les heures à l'extrême gauche de la monotone de charge résiduelle étant des heures avec forte demande et faible production éolienne (rectangle A dans la figure 2). D'où une première conséquence du développement à grande échelle de la production éolienne : son effet négatif sur la sécurité de fourniture dans les situations de tension de l'équilibre offre-demande durant les heures d'extrême pointe, mais moins d'impacts sur la fluctuation de la demande résiduelle durant les heures de semi-base.

Second constat sur les heures de faible demande : à l'extrême droite de la courbe de charge résiduelle, ce sont des heures où se combinent une faible demande et production éolienne importante, (rectangle 3 dans la figure 1). Bien que moins fréquentes statistiquement, ces situations sont aussi défavorables, en obligeant les équipements d'exploitation rigides en place à faire des offres de prix négatifs pour rester en fonctionnement, ce qui entraîne une perte de valeur pour ces équipements et sur le long terme génère un besoin accru en moyens de production flexibles.

La combinaison des aléas de la demande et de la production éolienne crée donc des situations plus problématiques sur le marché, qui complexifient l'adaptation par le marché du parc de production non éolien vers un nouvel équilibre de long terme. L'adaptation du parc serait sans doute facile à programmer dans le régime du monopole de service public, une fois que serait pris en compte le parachutage imposé d'une capacité éolienne donnée à l'horizon de renouvellement du parc conventionnel en place. C'est plus difficile à imaginer dans le régime de marché avec des décisions d'investissement décentralisées et déclenchées par les prix du marché.

B) L'effet de déplacement de l'ordre de mérite dans toutes les situations horaires

Le développement des productions intermittentes subventionnées à la production (par kWh) résulte des politiques de tarifs d'achat (Allemagne, Espagne, France, etc.) ou des obligations de certificats verts (Royaume-Uni,

Suède, Italie, etc.). Dans l'Union européenne, ces productions bénéficient aussi d'un droit d'accès prioritaire au système électrique. Qu'elles soient promues par l'une ou l'autre politique, les productions qui sont à coût variable faible ou nul se déversent ensuite sur le marché sans que l'accès prioritaire y soit pour quelque chose, sauf dans certaines situations régionales ou locales de réseau où un apport massif contraindrait d'arrêter des unités. Cette intégration de la production éolienne déplace les autres moyens de production qui étaient en place au début de la politique dans l'ordre de mérite horaire. Il s'en suit un effet d'exclusion de l'ordre de mérite des équipements de semi-base, dont le coût variable est plus élevé. L'exclusion, qui n'est généralement que partielle, peut être totale si la capacité garantie éolienne est supérieure à la capacité disponible de l'ensemble des équipements flexibles. Elle agit à la baisse sur les prix horaires pendant une partie des heures de l'année.

Ces effets de déplacement de l'ordre du mérite et d'exclusion des équipements plus flexibles qui est illustré dans la figure 3 entraînent une baisse du prix moyen annuel. Cette baisse de prix a été clairement repérée en Espagne dans une étude économétrique récente portant sur les années entre 2005 et 2009 (année où l'éolien atteignait 18,5 GW de capacité et 16,6% de la production électrique) sur les effets conjoints de l'éolien et de la cogénération subventionnés. L'étude montre une réduction de prix de presque 2 €/MWh (4% du prix moyen de l'électricité) est associée à la production supplémentaire d'1 GW par les deux sources subventionnées (Gelabert et *al.*, 2011)².

Dans le déplacement de l'ordre de mérite, l'introduction croissante des productions éoliennes dans le système crée un autre problème pour les équipements existants à coût variable bas, mais dont les contraintes d'exploitation sont rigides (notamment les centrales au charbon). Cette rigidité va jouer sur le mode de formation des prix horaires en aggravant la baisse des prix, avec l'apparition

2. Les simulations de marché avec éolien réalisées sur le marché allemand par Sensfuss *et al.* (2008) et sur le marché espagnol de Linares, Santos et Ventosa (2008) confirment ce résultat.

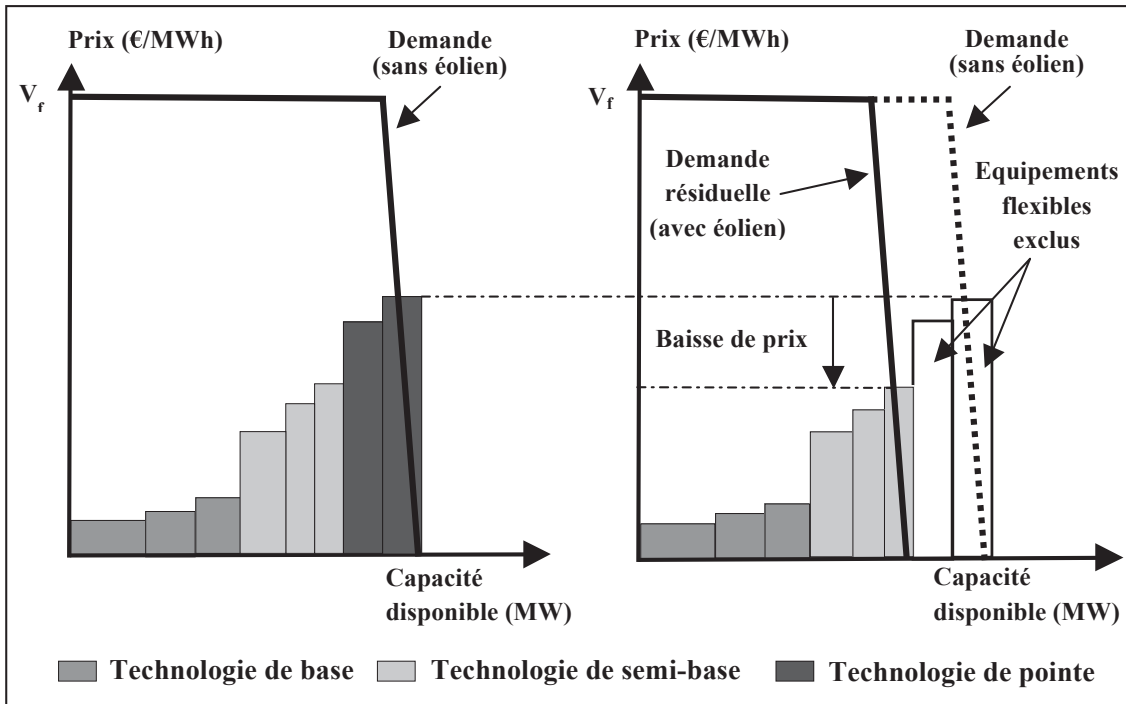


Figure 3 : Effet de l'intégration de la demande négative due à l'éolien sur l'ordre de mérite (comparaison des situations sans et avec éolien).

de plus en plus nombreuse dans l'année d'épisodes de prix nuls, voire négatifs du fait de deux types de stratégies d'offres de prix³. D'une part, il peut être avantageux pour un producteur thermique de proposer ses productions horaires à des prix négatifs plutôt que de supporter les coûts d'arrêt/redémarrage de sa centrale pendant quelques heures, notamment pour les centrales au fuel ou au gaz qui peuvent fonctionner en suivi de charge. D'autre part, il peut être aussi intéressant pour un producteur de garder certains équipements flexibles en fonctionnement limité puisqu'il est rémunéré par le GRT par des contrats de réserve afin de faire partie des moyens de réglage technique du système, tout en vendant

de l'énergie à un prix plus élevé que son coût variable ordinaire sur le marché de l'énergie⁴.

A côté des effets de baisse de prix, on doit mentionner un effet de hausse de prix sur certaines heures qui ne compense pas l'effet précédent de baisse de prix annuels et qui s'interprète comme un supplément dans les dépenses d'ajustement supplémentaire dû à l'éolien. Étant donné la variabilité de la production éolienne dans la journée, lorsque la ressource vent n'est pas disponible, l'équilibre production-consommation doit être assuré par les technologies conventionnelles plus ou moins flexibles. Les changements fréquents de modes d'exploitation pour suivre les fluctuations de la

3. On pourrait multiplier les exemples de situation de prix négatifs ou nuls dans les pays (Allemagne, Espagne, Danemark) où la capacité installée atteint des niveaux importants. Par exemple, en Allemagne d'octobre 2008 à novembre 2009, on a recensé 71 heures avec des prix spot négatives jusqu'à -100 €/MWh.

4. Du point de vue de l'optimum collectif, il serait plus efficace de couper la production des unités éolienne jusqu'à un certain niveau, ce qu'empêche la règle de priorité d'accès des renouvelables des directives européennes. Le rapport d'Eurelectric sur les effets de long terme de l'intermittence (Eurelectric, 2011) propose de sortir de cette règle et d'introduire des mécanismes de compensation en cas de déconnexion obligée ou volontaire, dont la conception dépendra du type de dispositif d'appui (tarifs d'achat, premium, obligation de certificats).

demande nette de la production éolienne fatale entraînent un surcoût d'exploitation. Pour les technologies flexibles appelées fréquemment à démarrer, leurs coûts de démarrage doivent être répartis sur un nombre plus limité d'heures d'exploitation et les producteurs ayant ces technologies doivent donc faire des offres de prix horaires plus élevés pour couvrir ces coûts sur des périodes plus courtes. Il s'en suit qu'une partie de ces équipements sont à l'occasion exclus de l'ordre de mérite. Pour la même demande horaire, dans un scénario sans éolien sur certaines heures, ils auraient pu être appelés avec des prix moins élevés que les offres de prix qu'ils sont obligés de faire pour se rentabiliser.

Les effets de long terme du déplacement de l'ordre de mérite et de ses nouveaux aléas

Ceci dit, le déplacement de l'ordre de mérite entraîne une perte de valeur de la production des équipements récents non amortis et, au-delà, il crée pour ceux-ci des coûts échoués, comme cela a été identifié en Espagne où le régulateur doit actuellement chercher à compenser les coûts échoués des CCG récents (Eurelectric, 2011). D'abord, la baisse du prix moyen annuel rendra plus difficile la rentabilisation des investissements de semi-base et de base. Ensuite, la baisse des durées d'appel d'un côté et le caractère aléatoire de l'accroissement de la durée des épisodes de bas prix de l'autre côté généreront également les investissements en équipements de semi-base : le décideur intègrera un risque de *dispatching* qui existait peu antérieurement et dont l'accroissement est difficile à anticiper. Ce risque est d'autant plus difficile à évaluer que la durée d'appel sur l'année d'un nouveau cycle combiné à gaz (CCG) dépendra de la performance non garantie des apports éoliens chaque année. Ceci peut conduire à prendre une prime de risque plus élevée pour les investissements en CCG ou carrément à ne pas investir en CCG.

L'augmentation d'épisodes de prix relatifs ou nuls va aussi compliquer un peu plus les décisions des investisseurs dans des technologies de base capitalistiques. Plus encore, une telle évolution condamne ultérieurement toute perspective de développement autonome de l'éolien tiré par le marché, même quand

les coûts d'investissements auront baissé suffisamment, car l'éolien est très capitalistique.

C) La disparition de la rente de rareté en extrême pointe

En théorie, sur marché *energy only* qui est la situation de référence, les décisions d'investissement en moyens de pointe ne se déclenchent lorsque les anticipations de rente de rareté dégagées pendant quelques heures d'extrême pointe où les prix montent au niveau de la valeur de la défaillance. La figure 4 montre que la rente de rareté dégagée par le marché pendant ces heures (représentée par l'aire C sur le diagramme à gauche) dans un système sans éolien permettrait de couvrir les coûts fixes de cette technologie. Mais le déplacement de l'ordre de mérite pendant les heures d'extrême pointe, du fait du parachutage de l'éolien dans le système, va influencer sur la rentabilité des équipements de pointe.

Nous observons, en situation moyenne, la disparition de la rente infra-marginale de la technologie de pointe (aire C) suite au déplacement des moyens de production de cette technologie, conséquence de la baisse du prix, (en même temps d'ailleurs que la réduction de la rente infra-marginale des technologies de semi-base et de base). Mais, sachant que, comme on l'a vu, le niveau de disponibilité des capacités éoliennes est aléatoire et peut tomber à un niveau où le système fonctionnerait pratiquement sans production éolienne, la rente de rareté pourrait réapparaître certaines fois en situation d'extrême pointe. Ce serait toutefois nettement insuffisant pour déclencher l'investissement en unité de pointe car, dans la majorité des situations, on se retrouve en extrême pointe avec des prix effaçant les rentes de rareté.

En ignorant le problème des revenus manquants dans les marchés *energy only* (Cramton et Stoft, 2006 ; De Vries, 2007), cette disparition de la rente de rareté en extrême pointe désincite à l'investissement en unité de pointe qui peut se traduire *in fine* par une dégradation de la sécurité de fourniture de long terme. En d'autres termes, la disparition partielle des revenus des périodes d'extrême pointe ne permet pas d'attirer les candidats à l'investissement en unités de pointe et accroît la

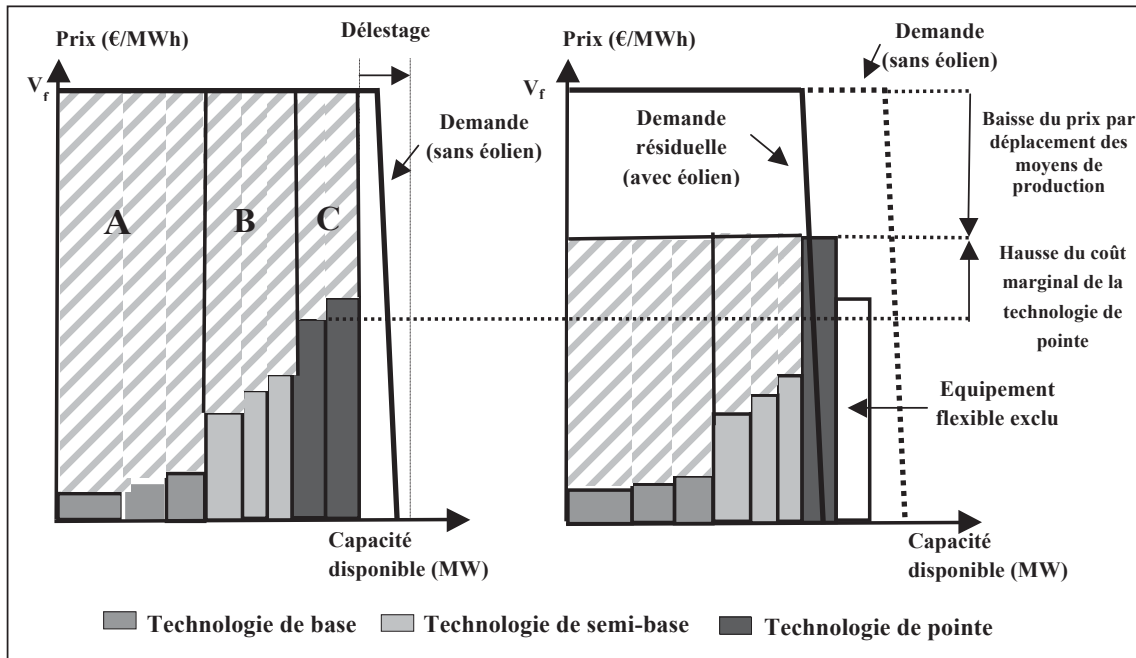


Figure 4 : Impact des effets de court terme sur les revenus des nouveaux équipements non éoliens dû à l'intégration de l'éolien.

nécessité de recourir à un marché de capacité pour garantir l'adéquation de capacité.

D) L'effet de la volatilité accrue des prix de court terme sur les choix d'investissement

Dépendant de l'injection d'électricité éolienne et du niveau de la demande sur une heure donnée, le type de technologies qui est appelé en dernier par le marché change beaucoup plus d'une heure sur l'autre par comparaison avec un système sans production éolienne, ce qui conduira à une volatilité des prix plus importante. Cette variabilité de l'éolien crée une incertitude plus grande sur l'exploitation des équipements conventionnels à court terme. Dans un système sans éolien, les exploitants peuvent faire des estimations précises sur les périodes d'exploitation à régime fixe ; avec éolien, l'ordre de mérite est difficile à prédire pour les heures des jours suivants. À court terme, ceci conduit à un *dispatch* moins optimal, des coûts additionnels et des risques avec plus d'arrêts/démarrages d'un côté et à des variations additionnelles de prix de l'autre côté. À plus long terme, cette volatilité accrue

augmente un peu plus les difficultés d'investir en équipements de base et, bien sûr, en unités de pointe, avec un premium de risque accru sur le coût du capital.

À plus long terme, l'intégration des systèmes au sein de marchés de mieux en mieux intégrés devrait atténuer partiellement l'accroissement de la volatilité des prix par l'effet de foisonnement des apports de l'éolien entre systèmes. Il n'en demeure pas moins que cette volatilité accrue a aussi un effet de long terme en accroissant l'aversion au risque à investir dans des technologies à coût fixe élevé, et l'effet de désoptimisation du système.

Pour conclure, on peut résumer l'ensemble des effets de long terme du parachutage d'une capacité éolienne importante dans un système électrique mature par un seul effet : le développement de l'éolien à grande échelle mine le rôle de coordination de long terme du marché. L'équilibre de long terme devient de plus en plus difficile à comprendre. Le prix marginal du marché devient plus bas pendant la majorité des heures de l'année et le prix moyen annuel baisse. Les prix gagnent en volatilité, marqués en particulier par des épisodes de prix nuls ou négatifs de plus en plus longs et fréquents. À

moyen terme, les équipements en place supportent des coûts échoués. Les perspectives de revenus et l'amplification des risques prix et risques volumes ne permettent plus de déclencher des investissements dans les technologies capitalistiques. Le problème de revenus manquants pour les nouvelles unités de pointe flexibles est amplifié alors que le besoin de telles unités est amplifié à la fois par le nouveau besoin de capacité de réserve en pointe et par celui de flexibilité pour le *back up* de la production éolienne. Ces constats révèlent les externalités dynamiques de l'introduction progressive de grandes capacités éoliennes dans le système avec un marché dont les prix perdront progressivement leur fonction de signal de long terme. L'équilibre de long terme du parc conventionnel qui résultera de ce régime transitoire est difficile à cerner. Ceci n'interdit pas d'explorer un équilibre de long terme du marché en imaginant que le système non éolien se recrée de façon optimale à côté du système éolien pour identifier plus clairement les effets de l'introduction forcée de l'éolien.

2. Un équilibre de long terme du marché après introduction forcée d'une capacité éolienne

On identifie d'abord le nouvel optimum du système conventionnel qui serait recrée de rien sans les problèmes de transitoire où le prix de marché perdrait progressivement sa fonction de long terme. On repère ensuite les effets sur les prix du marché, puis ceux sur le mix technologique et la sécurité de fourniture de long terme.

A) Équilibre de long terme du système conventionnel

De manière similaire à Saenz de Miera *et al.* [2008], nous développons un raisonnement d'optimisation des choix d'équipements des concurrents dans les technologies non éoliennes pour analyser les effets de long terme de l'intégration de la production éolienne à grande échelle sur le parc non éolien et où l'on arbitre entre les coûts de défaillance en espérance et les coûts de nouvelle unité de pointe. La logique de l'optimisation par les signaux du marché veut que, pendant $x\%$ du

temps, une part (mineure) de la demande soit délestée, pour que l'autre partie de la demande adressée au marché de gros soit satisfaite pendant ce temps par des prix alignés sur le niveau très élevé de la valeur de la défaillance.

Nous comparons une situation sans capacité éolienne et une situation où le système inclut de l'éolien sur la base des politiques de subvention à côté d'un parc conventionnel qui a eu le temps de s'adapter au mix technologique optimal au fur et à mesure de la demande et des déclassements des équipements existants.

Notre analyse repose sur une méthode géométrique simple connue sous la dénomination anglaise de *screening curves* qui revient à supposer que l'on recrée complètement le système. Elle est basée sur l'hypothèse d'un marché électrique en régime parfaitement concurrentiel, en environnement d'information parfaite, et qui serait en équilibre à l'horizon de mise en place des équipements, ce qui permet de supposer par souci de simplification qu'on recrée le système en question de rien⁵. Il est composé de trois technologies thermiques se différenciant par leurs coûts variables $c_B < c_S < c_P$ et coûts fixes $K_B > K_S > K_P$ avec les indices B,S,P respectivement pour les équipements de base, de semi-base et de pointe. Comme il est classique de le faire, on ajoute une technologie fictive, de capacité infinie, caractérisée par un coût variable égal à la valeur de la défaillance V_f (avec $V_f > c_P > c_S > c_B$) et un coût fixe nul, qui représente l'énergie non distribuée lorsqu'il est nécessaire de procéder à des délestages de consommation. Le mix technologique optimal du système électrique sans éolien est celui qui émanerait sur le long terme de ce marché concurrentiel en permettant pour chaque technologie de dégager une rente inframarginale suffisante pour couvrir les coûts fixes annualisés et, pour ce faire, en assurant la correspondance entre les prix horaires alignés sur les coûts marginaux de court terme et les

5. Malgré son simplisme, cette méthode est utilisée par P. Joskow pour étudier les effets de mécanisme de capacité (Joskow, 2008) ou de la présence d'importantes capacités éoliennes (Joskow, 2010) ou par R. Green pour comprendre les défaillances de marché en matière d'investissement en production (Green, 2008), car elle restitue bien ce que donnerait un marché en concurrence pure et parfaite et en information parfaite.

coûts marginaux de long terme. Ceci revient à tourner le dos, pour des raisons pratiques, au constat précédent selon lequel, avec une importante dose de production éolienne dans un système, les prix de marché électrique ne peuvent plus avoir de fonction d'orientation des décisions d'investissements en production.

Pour analyser les effets de long terme de l'intégration de la production éolienne sur les moyens de production non éolien, on va procéder en deux étapes. On va d'abord identifier les effets de court terme sur les prix lorsqu'un montant de capacité éolienne est «parachuté» dans le système existant. Puis on va simuler la recombinaison optimale du système d'unités de production conventionnelle à côté de cette même capacité en ignorant les effets transitoires dynamiques évoqués précédemment.

Nous considérons la production éolienne comme une demande négative (en supposant qu'elle ne présente aucune garantie de disponibilité en pointe (hypothèse sur laquelle nous reviendrons plus loin), mais avec une distribution de probabilités d'aléas différente selon les heures. Ensuite, nous simplifions la représentation de la monotone de charge résiduelle après soustraction de l'éolien, en prenant en compte la différence entre corrélations demande totale-production éolienne selon les périodes de l'année. Nous supposons que, pendant les heures hors pointe (et hors extrême pointe), la distribution de probabilité de la production éolienne et son espérance mathématique sont identiques et suivent une loi gaussienne pour toutes les heures⁶. Quant aux heures de pointe et d'extrême pointe, la pente de la monotone de charge résiduelle devient plus raide (i.e. l'espérance de la production éolienne diminue), ce qui suppose une distribution de probabilité non homogène pour ces heures. Cela nous permet de décrire de manière simplifiée la corrélation négative récurrente observable entre la production éolienne et

6. Étant donné la nature stochastique de l'énergie d'origine éolienne, la production éolienne pour une heure donnée dépend de sa distribution de probabilité dans un intervalle de zéro jusqu'à la valeur de sa capacité installée (ces deux extrêmes ayant une faible probabilité d'occurrence).

la demande durant les heures de pointe et d'extrême pointe.

Il est important de noter que la monotone de charge dans la situation sans éolien n'est pas identique à celle dans la situation où le parc non éolien est adapté en réponse à l'intégration de l'éolien. Pour comparer les deux situations (sans et avec éolien), il est donc nécessaire de prendre en compte l'accroissement de la demande dans la représentation de la monotone de charge résiduelle. La figure 5 illustre la représentation simplifiée de la monotone de charge résiduelle à côté de la monotone de charge complète sans éolien.

L'impact de long terme du développement de l'éolien sur les moyens de production non éoliens peut être analysé alors graphiquement à l'aide de l'approche par des courbes *screening curves* dans la figure 6. On y ajoute, donc, comme on l'a juste précisé, une technologie fictive représentant les défaillances horaires et leur coût linéaire.

Ces courbes retracent les fonctions de coût total en fonction de la durée de fonctionnement des différents moyens de production (diagramme 1) et l'équilibre offre-demande de court terme avec les fonctions de coût marginal de court terme (diagramme 4).

- Le diagramme 1 montre les courbes de coût total pour chaque technologie (base, semi-base, pointe, technologie fictive/défaillance) en fonction de la durée de fonctionnement. L'ordonnée à l'origine de la courbe de coût est basée sur les coûts fixes de l'unité de production et la pente représente les coûts variables. La courbe à pente discontinue en gras représente la courbe de coût total du mix optimal de production. Les points de rupture définissent les plages de durée optimales d'exploitation des nouveaux équipements de chacune des technologies.
- Dans le diagramme 2, les durées de fonctionnement optimales par moyen de production sont projetées sur la monotone de charge et la monotone de charge résiduelle pour obtenir la quantité optimale de chaque moyen de production.
- Le diagramme 3 sert juste à translater et faire pivoter l'axe «capacités de production» en ordonnée dans le diagramme 2 en un axe d'abscisses dans le diagramme 4.

ÉTUDE La production éolienne dans un marché électrique

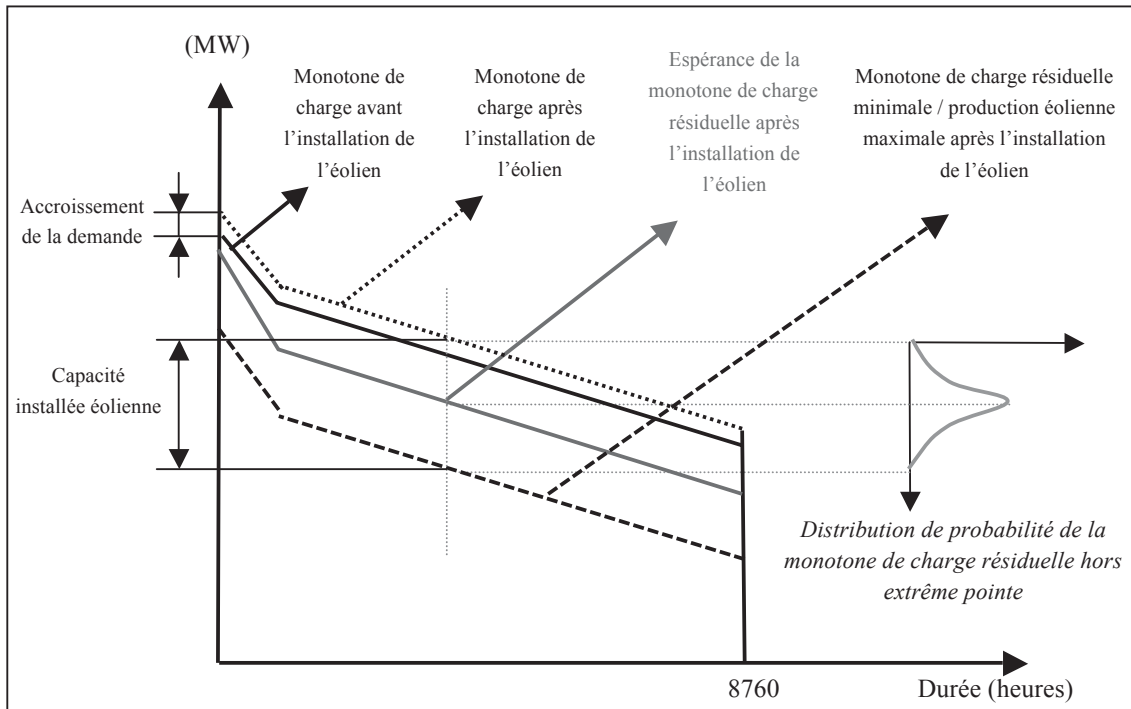


Figure 5 : Représentation simplifiée de la monotone de charge résiduelle.

- En projetant ainsi les capacités de production optimales pour chaque technologie sur ce diagramme 4, nous obtenons la courbe de coût marginal de court terme pour les deux cas : celui sans et celui avec intégration de la production éolienne. La courbe en escalier de gauche figure celle avec l'éolien, et celle de droite figure la courbe de coût marginal du système sans éolien.
- Le diagramme 5 obtenu à partir du diagramme 2 compare le mix technologique conventionnel sans éolien et celui avec éolien qui se redéveloppe à côté d'une forte capacité éolienne. La technologie fictive permet de calculer les heures de défaillance résultant des arbitrages de long terme du marché entre coût social de la défaillance supposé exprimé par la disposition à payer la valeur de la défaillance (VoLL) et le coût des capacités de réserve.

B) L'effet sur les prix du marché

Sur le long terme, le déplacement vers la gauche de la courbe de coût marginal de court terme conduit à la diminution des moyens de production de base et à l'augmentation

des moyens de production de semi-base et de pointe. Mais le raisonnement en deux étapes (court terme, puis long terme) amène à identifier d'abord un effet de baisse de prix (comme nous l'avons fait antérieurement), puis un effet de réajustement qui ne compense pas le premier effet. Pour ce faire, nous traçons deux fonctions de demande : la demande D^t dans le système sans éolien et la demande résiduelle D^{res^t} (nette de la production éolienne dans le système avec éolien à l'instant t sur le diagramme 4), qui sont par hypothèse parfaitement inélastiques au prix.

À court terme, l'intégration de la production éolienne «parachutée» dans le système conduit à un prix d'équilibre P_1 , résultant de l'intersection de la fonction de demande D^t avec la courbe de coût marginal de court terme avant l'intégration de la production éolienne (en noir), qui se déplace vers le bas jusqu'au prix P_2 , résultant de l'intersection de la demande D^{res^t} avec l'ordre de mérite sans éolien. À long terme, la recomposition optimale du parc non éolien avec moins de moyens de base et plus d'unités de semi-base et de moyens de pointe déplace le prix P_2 d'équilibre vers

ÉTUDE La production éolienne dans un marché électrique

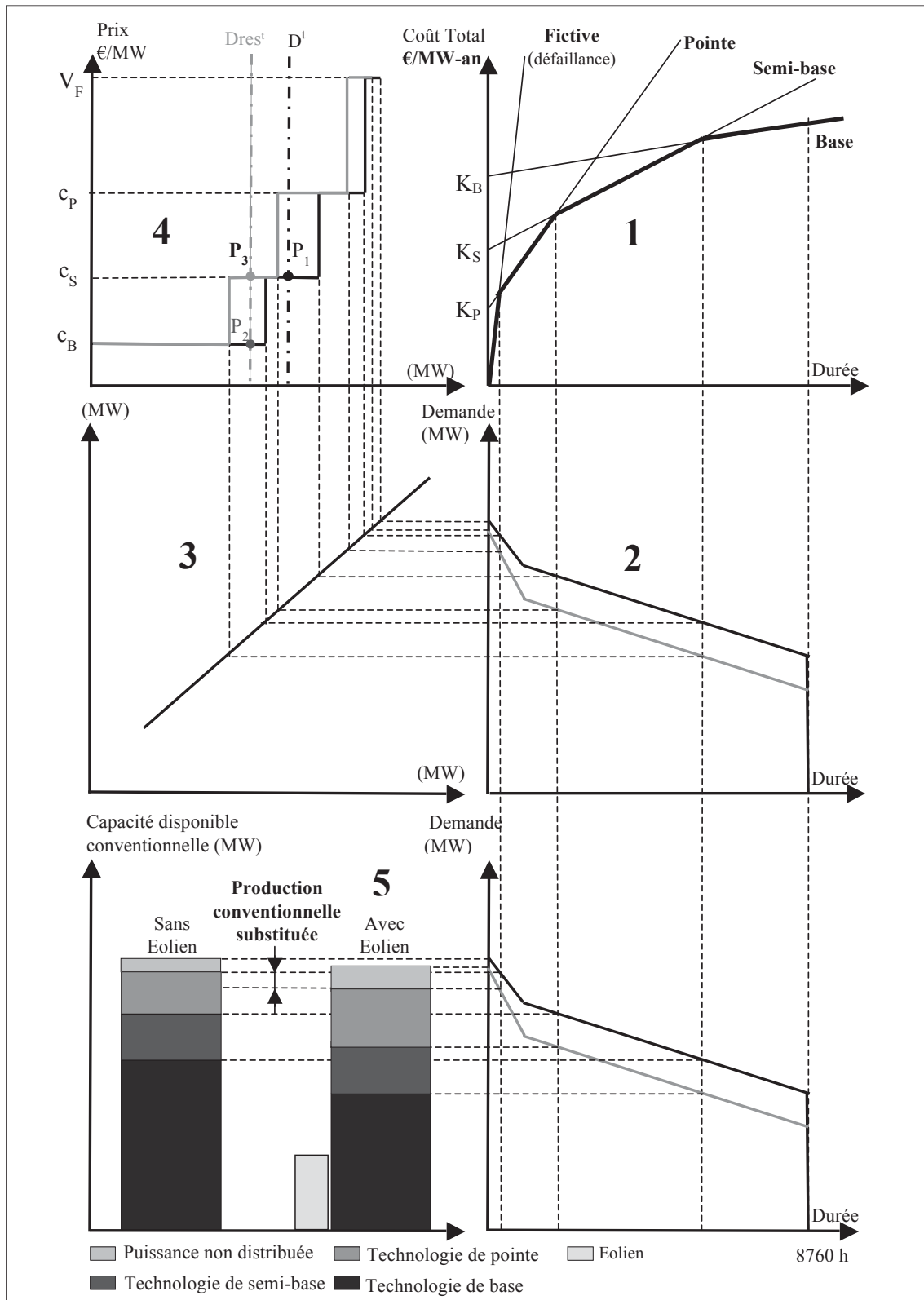


Figure 6 : Impact de long terme du développement de la production éolienne sur le parc non éolien.

le haut jusqu'au prix P_3 égal au prix P_1 de la situation initiale, résultant de l'intersection de la demande Dres^t avec la nouvelle courbe de coût marginal.

Après avoir conduit, dans un premier temps, à une baisse des prix à parc existant, ce processus dynamique conduit à long terme à une hausse des prix sur un certain nombre d'heures, ce qui se traduit *in fine* par la remontée du prix moyen annuel comme conséquence de l'adaptation du mix technologique de production conventionnel lors du renouvellement des capacités. Toutefois, cette hausse ne compense qu'en partie l'effet initial de baisse de prix qui était dû au «parachutage» d'une grande capacité éolienne dans un système en place. Il ne s'agit pas, à proprement parler, d'une correction du premier effet de court terme, car l'optimum partiel du système d'équipements conventionnels est différent. Finalement, cette approche simple d'optimisation par la représentation géométrique des courbes de coût en *screening curves* permet d'éclairer le fait que des effets de hausse de prix de long terme succèdent aux effets de baisse de prix dus au développement subventionné des capacités éoliennes dans le marché, au fur et à mesure du renouvellement des équipements conventionnels. Ce sont des effets oubliés par ceux qui mettent en avant complaisamment les effets initiaux de baisse de prix pour prétendre qu'ils compensent les surcoûts des tarifs d'achat ou de l'obligation de certificats ENR (par exemple Sensuss *et al.*, 2008 déjà cité).

C) L'effet sur le mix technologique et la sécurité de long terme

En termes de structures du mix technologique, la comparaison entre le mix sans éolien et le mix avec l'intégration de la production éolienne sur le diagramme 5 montre une diminution de la capacité d'ensemble des moyens de production. Cette diminution correspond au solde de la baisse de la capacité des moyens de base et de l'augmentation de la capacité des moyens de pointe.

En matière de sécurité de fourniture de long terme, le même diagramme montre une augmentation de la défaillance en termes de puissance non distribuée qui est représentée par la technologie fictive dans le scénario

avec capacité éolienne. Ceci résulte du fait que, dans l'approche, on arbitre entre investissement en unité de pointe et coût de la défaillance. L'explication de cette dégradation de performance de sécurité de fourniture tient alors au fait que la monotone résiduelle pendant la pointe est plus pentue que la monotone de charge du système sans éolien. Ceci signifie, en effet, que l'addition d'une capacité de réserve à la marge du système sert à réduire beaucoup moins le nombre d'heures de défaillance que dans le système sans éolien.

En mettant à part la capacité de ces installations fictives correspondant aux heures de défaillance, l'installation d'une moindre capacité de production, conséquence du développement imposé de la production éolienne, se voit sur le diagramme 5 comme la différence entre capacités totales de production conventionnelles entre les cas avec et sans éolien.

On identifie le faible apport de la production éolienne à la garantie de fourniture du système en repérant les différences entre la capacité totale de technologies conventionnelles entre les deux cas dans le système sans éolien et celle dans le système avec, et en comparant la capacité de production conventionnelle qui est remplacée par la capacité éolienne installée (qui est figurée dans le rectangle coloré au milieu et à droite du diagramme 5 de la figure 6).

Cette observation nous conduit à considérer nécessaire une politique de second *best* qui viserait à assurer une sécurité de fourniture de long terme au niveau de ce que le marché, dans un système sans éolien, permettrait d'atteindre sans intervention publique.

3. La correction de l'équilibre de long terme du système avec éolien par la valorisation de la capacité garantie

Puisque les effets de long terme sur le choix technologique des producteurs sont conditionnés par le signal-prix de court terme, la distorsion de ce signal par l'effet de déplacement et l'effet d'exclusion de l'ordre de mérite empêche la réalisation du mix optimal du système non éolien par le marché en réponse à

l'introduction forcée de la production éolienne. Cet autre équilibre est caractérisé par la substitution des technologies très capitalistiques par d'autres moins capitalistiques, lorsque les unités éoliennes sont déployées à grande échelle. Il se caractérise aussi par une place plus importante faite à la défaillance dans la somme des arbitrages sous l'effet de la faible contribution des capacités éoliennes à la garantie de la disponibilité de l'ensemble du parc. En outre, si l'on ajoute la dimension de la volatilité accrue des prix de court terme dans le raisonnement, la baisse de performance de la sécurité de fourniture du système avec éolien par rapport au même système sans éolien s'aggrave du fait de l'augmentation du problème du revenu manquant qui résulte du risque accru pour investir en moyens de production de pointe. Ces moyens répondent aussi aux nouveaux besoins de flexibilité du système pendant les autres périodes parce que ce sont les mieux à même de faire face aux variations non anticipées de la production éolienne.

On va donc se situer dans une problématique de second rang pour chercher à compenser les revenus manquants par un mécanisme de capacité pour aider à déclencher les décisions d'investissement en unités de pointe dans les systèmes sans éolien, problème qui est accru ici par le parachutage d'une capacité éolienne importante dans le système. On veut atteindre le même niveau de garantie de fourniture à long terme que dans le système sans éolien. Pour ce faire, le mécanisme de capacité doit agir par les quantités par une obligation de contrats de capacité mise sur les fournisseurs plutôt que par les prix (si l'on recourt au dispositif du paiement de capacité utilisé comme dans certains pays), car on est plus sûr par la première approche d'atteindre le niveau d'adéquation de capacité et de sécurité long terme.

Les fournisseurs doivent contracter à hauteur des besoins de puissance de leur portefeuille-clients en incluant la marge de réserve du système et dans laquelle s'intègre d'une façon ou d'une autre la contribution des capacités éoliennes à la garantie de fourniture. À un degré supérieur d'effectivité du dispositif, on peut préférer l'approche centralisée où les fournisseurs délèguent la responsabilité

du long terme au gestionnaire de réseau qui procède à des enchères centralisées de contrats de capacité à terme avec les producteurs et les entrants pour les capacités neuves et existantes⁷. L'objectif de garantie de fourniture du système, qui va agir comme contrainte, va donner une valeur économique propre à chaque type de technologie de production selon leur contribution à la garantie de puissance. Il faut donc pouvoir y intégrer, d'une façon ou d'une autre, la contribution des unités éoliennes à la garantie de fourniture.

A) La contribution de la capacité éolienne à la garantie de fourniture du système

Pour pouvoir donner une mesure et une valeur à la contribution d'une technologie à apport intermittent à la garantie de disponibilité, il faut définir une contrainte de garantie de fourniture du système qui représentera un niveau de sécurité à respecter avec ou sans éolien. Ceci permet de définir un crédit de capacité pour l'éolien qui représente la capacité de production conventionnelle substituable par l'éolien en maintenant le niveau de sécurité identique. En effet, si une contrainte de garantie de disponibilité n'est pas prise en compte (ou n'est pas respectée), ce niveau de sécurité n'est plus constant, ce qui se traduit par une impossibilité de déterminer le crédit de capacité de la production éolienne et, par conséquent, de différencier l'apport de cette production à la sécurité de fourniture

7. On notera au passage que le futur mécanisme de capacité français combinera les deux approches : une obligation décentralisée sur les fournisseurs formulée en marge de réserve à ajouter à la pointe de la charge de leur portefeuille-clients qui dépendra de l'importance de la partie thermosensible de la charge ; et un mécanisme dit de bouclage, qui consistera en un appel d'offres 4 ans à l'avance pour l'attribution de contrats financiers d'option destinés à rémunérer la majorité des nouvelles capacités à mettre en service dans les 4 ans. Voir F. Lévêque, Vincent Rioux et Marcelo Saguan, «Justification économique de l'utilité du mécanisme de bouclage dans le fonctionnement d'un dispositif d'obligation de capacité», *Revue de l'énergie*, septembre-octobre 2011, n° 603 et D. Finon, «L'obligation décentralisée de capacité, le meilleur mécanisme de capacité dans le contexte du régime de la NOME», *Revue de l'énergie*, décembre 2011, n° 604.

et à la garantie de disponibilité. Ce sont les pouvoirs publics qui choisissent et déterminent un critère de sécurité, exprimé en heures de défaillance sur l'année ou en probabilité de défaillance, qui permet d'égaliser l'espérance mathématique de la valeur de la défaillance avec le coût annualisé d'une unité de réserve à la marge du système.

Ainsi donc, les heures de défaillance ou la probabilité de défaillance devient le critère de sécurité qui va donc constituer une contrainte pour le système ; ce n'est donc plus comme précédemment le résultat d'un nouvel équilibre intégrant le développement forcé de la production éolienne. Cette contrainte peut être formalisée de la façon suivante, en choisissant la probabilité de défaillance *LOLP* (ou *Loss Of Load Probability*) comme critère de sécurité

$$\begin{aligned} \text{LOLP}(K_B, K_S, K_P) = \\ \text{LOLP}_w(K'_B, K'_S, K'_P, K_w) = \text{LOLP}_{\text{CIBLE}} \end{aligned} \quad (1)$$

Dans l'équation ci-dessus, (K_B, K_S, K_P) représentent les capacités optimales pour les trois technologies (base, semi-base et pointe) avant l'intégration de la production éolienne K_w , et avec K'_B, K'_S, K'_P les capacités optimales résultant de l'effet de réadaptation du mix technologique conventionnel après l'intégration de la production éolienne.

Cette équation peut être interprétée comme une contrainte d'égalisation du risque de défaillance pour le système avec éolien LOLP_w ,

par rapport au risque de défaillance dans le système sans éolien *LOLP*, lui-même égal au risque de défaillance-cible imposé par les pouvoirs publics $\text{LOLP}_{\text{CIBLE}}$. En raison de la nature aléatoire de la production éolienne, il est de l'intérêt des pouvoirs publics de distinguer la contribution de cette production à la garantie de la disponibilité pour l'intégrer dans la conception d'une politique de soutien aux énergies renouvelables. Cette contribution, qui est mesurée par le crédit de capacité *CC*, se détermine en intégrant la contrainte de garantie de disponibilité des capacités éoliennes à partir de l'équation suivante :

$$\text{CC} = \frac{K'_B + K'_S + K'_P}{K_w} 100\% \quad (2)$$

Cette méthodologie de quantification du crédit de capacité éolien est schématisée dans la figure 7. En supposant que l'aléa éolien n'est pas corrélé aux autres aléas de la production et de la demande, on notera que le crédit de capacité de l'éolien diminue avec le taux de pénétration de l'éolien, ce qui s'explique par l'accroissement de l'aléa éolien vis-à-vis des autres aléas.

B) Les deux modes d'intégration de la contribution des éoliennes dans le mécanisme de capacité

Pour simplifier, on ne considèrera qu'un seul mécanisme de capacité, le mécanisme

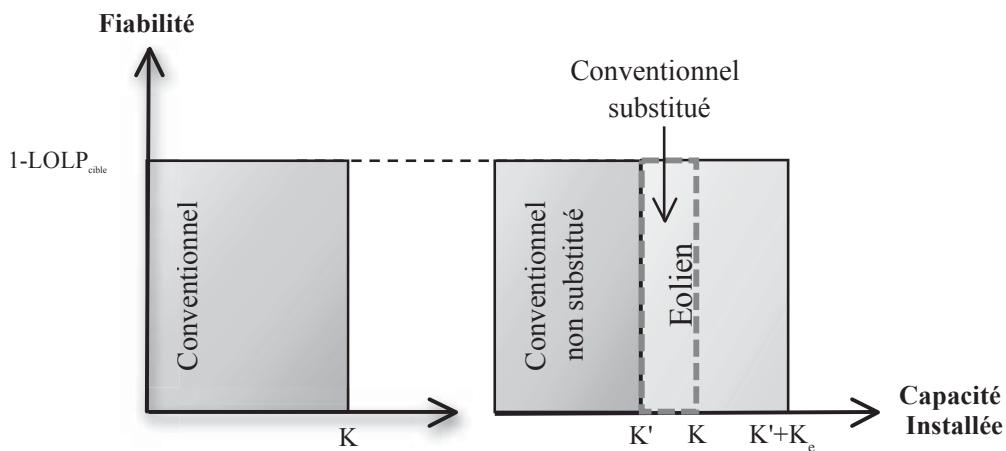


Figure 7 : Schéma de calcul du crédit de capacité.

centralisé d'enchères de contrats de capacité⁸. C'est une obligation de contrats de capacité mise sur les fournisseurs et dont la gestion est déléguée au GRT. Celui-ci agit en contractant avec les producteurs après attribution des contrats par enchères et fait payer pour ses coûts les fournisseurs au prorata de la demande de puissances agrégées de leur portefeuille-clients. Le gestionnaire de réseau est seul acheteur de capacités au nom des fournisseurs et procède à ses achats jusqu'à 4 ans à l'avance et par enchères. C'est, à peu de choses près, la conception des mécanismes de capacité sur les marchés nord-américains (New England, New York, PJM) (Cramton et Stoft, 2007).

Le GRT et le régulateur définissent le niveau de marge de réserve en relation avec l'ampleur de l'aléa éolien à côté des autres aléas sur la consommation et sur la disponibilité des équipements. Les contributions de la production éolienne à l'adéquation de capacité et à la garantie de disponibilité du système peuvent être traitées de deux façons : l'approche uniforme sur toutes les technologies et l'approche par demande négative.

Dans l'approche uniforme, les producteurs éoliens, dont les développements ont été tirés par les tarifs d'achat, participent comme tous les autres producteurs au marché de capacité en offrant leurs crédits de capacité déduits de leur puissance installée, calculés et certifiés par le gestionnaire du réseau. Lors de l'enchère, les offres des producteurs éoliens basées sur leurs crédits de capacité devraient être basses puisque tous leurs coûts fixes et variables sont déjà couverts par le tarif d'achat. Leurs offres en contrat de capacité se situent juste en bas de la courbe d'offre sur le marché de capacité et sont forcément retenus. Les producteurs éoliens en «tarif d'achat» recevront un revenu aligné sur le prix de l'enchère. Mais il faut souligner un point important : le crédit de capacité de toute éolienne trouvera une valeur et sera rémunéré. La logique voudra alors qu'ils

devront rétrocéder les revenus tirés de leurs crédits de capacité du marché de capacité, car le tarif d'achat rémunère couvre les coûts d'investissements et donc la capacité.

Dans la seconde approche, la capacité éolienne est traitée comme une demande négative de capacité, le gestionnaire de réseau doit diminuer la demande de capacités garanties d'un pourcentage déterminé par les crédits de capacité de l'ensemble de la production éolienne du système. Les producteurs éoliens ne reçoivent pas de rémunération. Ceci se traduit par un déplacement vers la gauche de la courbe de demande dans le marché de capacité qui conduit à une baisse de prix de ce marché de capacité par rapport à un système sans éolien, de la même manière qu'il y a baisse de prix sur le marché de l'énergie de par l'effet déplacement de l'ordre de mérite.

C) L'effet de la valorisation du bien «capacité»

Le mécanisme de capacité procède en distinguant deux biens dans la production d'un équipement électrique : le bien énergie qui est valorisé sur le marché de l'énergie et le bien capacité qui va trouver une valeur à travers le prix des contrats de capacité passés avec le GRT et aligné sur le prix de la dernière offre retenue dans l'enchère pour l'attribution des contrats. En excluant les capacités éoliennes du marché de capacité, on donne une valeur supplémentaire à tous les autres équipements pour l'optimisation du système non éolien. La logique du marché de capacité conduit ensuite à un prix de capacité identique pour tous les équipements, prix qui en théorie s'aligne sur le coût annualisé d'investissement d'une nouvelle unité de pointe.

En reprenant la démarche géométrique des *screening curves* utilisée précédemment, on refait l'optimisation du système non éolien en fonction de la structure coût fixe-coût variable des différentes technologies en créant un parc de zéro, mais en appliquant un mécanisme de capacité. En ne s'intéressant qu'à l'optimisation du système non éolien, on se situe dans l'option où la capacité éolienne ne reçoit pas de rémunération et est traitée comme une demande négative, ce qui conduit à ne pas figurer l'éolien dans le schéma.

8. Il existe deux possibilités de conception de l'obligation de capacité : une obligation décentralisée mise sur les fournisseurs qui sont alors responsables dans la contractualisation des capacités et une obligation dont la gestion est déléguée par les fournisseurs au GRT.

ÉTUDE La production éolienne dans un marché électrique

Le mécanisme de capacité revient à attribuer une valeur supplémentaire identique aux capacités garanties par rapport aux revenus retirés sur le marché de l'énergie. Une fois monétisée, cette valeur joue le rôle de subventions sur les coûts fixes dans une représentation de l'optimisation du parc d'équipements par le marché de l'énergie. Il s'en suit que, pour les *screening curves*, on figure l'effet du mécanisme de capacité par une translation vers le bas de toutes les droites de coût des technologies qui est identique au montant de la «subvention» et ce, à une exception : la droite de la technologie fictive représentant la défaillance. Celle-ci en effet ne reçoit pas, par définition, de valeur du mécanisme de capacité.

La lecture de la figure 8, où l'on procède à la translation uniforme des fonctions de coût des technologies vers le bas du montant de la valeur de la capacité, montre d'abord que l'optimum ne change que sur l'arbitrage entre technologies de pointe et technologie fictive

«heures de défaillance». Le nombre d'heures de défaillance diminue dès lors que les unités de technologies de pointe bénéficient de la subvention sur les coûts fixes de toutes les unités (voir la partie entourée des courbes de coût). L'optimum pour les autres technologies ne change pas : elles gardent les mêmes durées optimales d'utilisation et il n'y a pas de substitution entre technologies de pointe et technologie de semi-base car elles bénéficient d'une valorisation identique de leur capacité garantie, et donc de la même «subvention» de leur coût d'investissement. Les prix sur le marché de l'énergie resteront les mêmes, en dehors des quelques heures d'extrême pointe concernées par la diminution du nombre d'heures de défaillance.

4. Conclusion

Le développement subventionné de l'éolien à grande échelle a deux types d'effets de désoptimisation du système sur le moyen

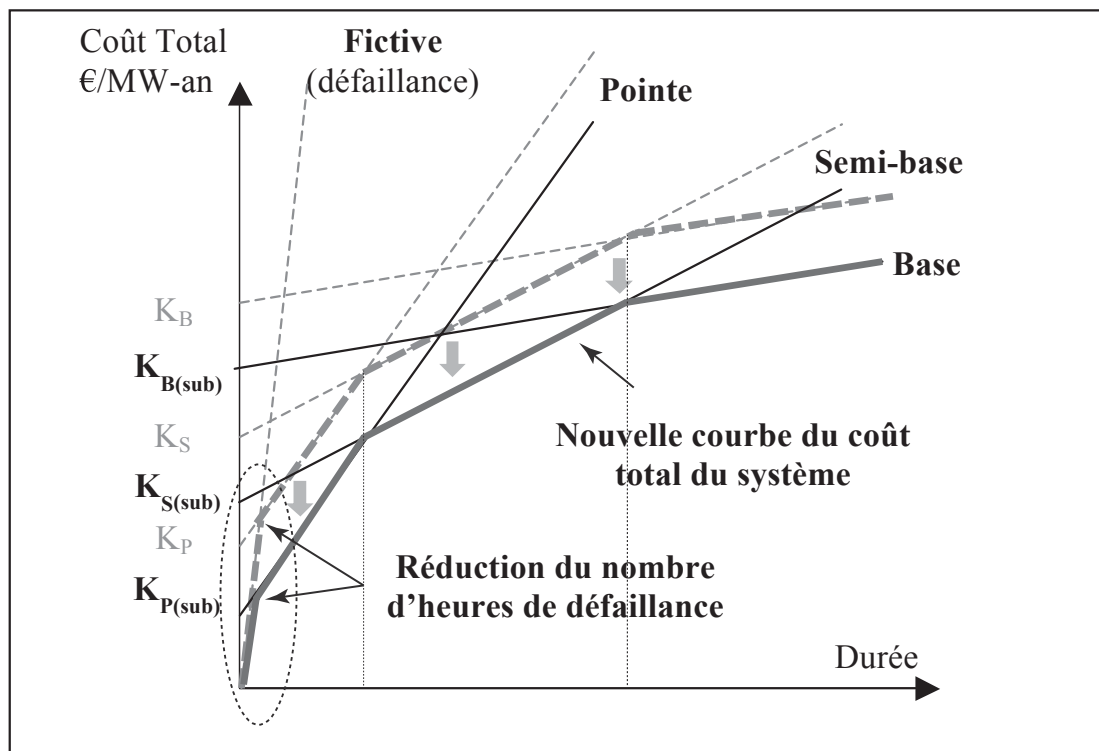


Figure 8 : Effet de valorisation des capacités garanties (hors éolien sur la réduction du nombre d'heures de défaillance).

et le long termes : d'une part, des coûts de production plus élevés par le système conventionnel recomposé qui doit satisfaire la demande résiduelle (par rapport à un scénario contrefactuel d'un système sans éolien) ; et, d'autre part, des coûts supérieurs d'adéquation de capacité qui résultent du besoin accru de marge de réserve (à moins d'accepter une dégradation de la sécurité de fourniture). On a montré ici, par la méthode géométrique, comment s'opère cette désoptimisation après avoir identifié les divers effets sur les prix à court et moyen termes, qui donnent d'autres signaux de long terme aux investisseurs en production que ce qu'ils auraient été sans éolien. La correction de ces effets par l'introduction d'un mécanisme de capacité pour corriger ces effets, en encourageant les investissements de pointe voire de semi-base, devient une nécessité. ■

Bibliographie

- Clifford E, Clancy M (2011) "Impacts of Wind Generation on Wholesale Electricity Costs in 2011", SEAI/EirGrid, Ireland.
- Cepeda M (2011) *Sécurité de fourniture électrique, intégration des marchés et développement de productions intermittentes : analyse de l'évolution du traitement d'un bien collectif*, thèse de doctorat d'Économie, Paris : EHESS, 2 décembre 2011.
- Cramton P, Stoft S (2006) *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity, with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem, White Paper for the Electricity Oversight Board*, mars.
- De Vries IJ (2006) Generation Adequacy: Helping the Market Do its Job, *Utilities Policy*, Vol. 15, pp. 20-35.
- Eurelectric, (2011) *RES Integration and Market Design: Are Capacity Remuneration Mechanisms Needed to Ensure Generation Adequacy?*, Eurelectric Report, April 2011.
- Finon D, Pignon V (2008) "Electricity and Long Term Capacity Adequacy: The Quest for Regulatory Mechanism Compatible with Electricity Market", *Utilities Policy*, Vol. 16.
- Gelabert L, Labandeira X, Linares P (2011) *Renewable Energy and Electricity Prices in Spain*, WP 01/2011, Economics for Energy, <http://webs.uvigo.es/xavier/publicacions/WP01-2011.pdf>
- Green RJ (2009) "Climate-change Mitigation from Renewable Energy: Its Contribution and Cost" in Helm D, Hepburn C (eds.) *The Economics and Politics of Climate Change*, Oxford, Oxford University Press, ISBN 978-0-19957-328-8.
- Green R, Vassilakos N (2010) *The Long-Term Impact of Wind Power on Electricity Prices and Generating Capacity*, Working Paper 11-4, Centre for Competition Policy.
- Gross R, Heptonstall P (2008) The Costs and Impacts of Intermittency: An Ongoing Debate, *Energy Policy*, Vol. 36, pp. 4005-4007.
- Gross R, Heptonstall P, Anderson D, Green T, Leach M, Skea J (2007) "The UKERC Review of the Costs and Impacts of Intermittency" in *Renewable Electricity and the Grid, The Challenge of Variability*, Editor: Boyle, Earthscan, 2007.
- Joskow P (2010) *Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies*. Discussion Paper, Alfred P. Sloan Foundation and MIT.
- Lamont AD (2008) "Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies", *Energy Economics*, Vol. 30, No. 3, pp. 1208-1231.
- Nicolosi M (2010) *Wind Power Integration, Negative Prices and Power System Flexibility— An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany*, March 2010, EWI Working Paper, No. 10/01.
- Philibert C (2011), *Interactions of Policies for Renewable Energy and Climate*, Working Paper OECD/IEA.
- Pöyry (2010) *Wind Energy and Electricity Prices Exploring the 'Merit Order Effect'*. A report to EWEA, April 2010.
- Sáenz de Miera G, del Río Gonzalez P, Vizcaíno I (2008) "Analysing the Impact of Renewable Electricity Support Schemes on Power Prices: The Case of Wind Electricity in Spain", *Energy Policy*, Vol. 36, No. 9, pp. 3345-3359.
- Sensfuss F, Ragwitz M, Genoese M (2008) "The Merit- Order Effect: A Detailed Analysis of the Price Effect of Renewable Electricity Generation on Spot Market Prices in Germany", *Energy Policy*, Vol. 36, pp. 3086-3094.
- Usaola J, Rivier J, Sáenz de Miera G, Moreno MA, Bueno M (2009) *Effect of Wind Energy on Capacity Payment: The Case of Spain*, 10th IAEE European Conference, Vienna.