

Analyse des marchés de capacité aux États-Unis et recommandations pour le modèle français

Matthieu Savina

Les revenus des producteurs sur les marchés de l'électricité ne valorisent aujourd'hui que l'énergie produite et ne permettent pas de couvrir la globalité des coûts des moyens de production de pointe. Il en résulte une inadéquation entre l'augmentation de la consommation en période de congestion et les investissements dans de nouvelles unités de production pourtant indispensables au maintien de la fiabilité du système. En réponse à cette problématique, certains États américains ont décidé, dès les années 1990, d'imposer aux fournisseurs des obligations de capacité correspondant à l'approvisionnement de leur portefeuille clients augmenté d'une marge de réserve. Parallèlement, les premiers marchés d'échanges de crédits ont été mis en place.

Récemment, de nouveaux mécanismes plus centralisés instaurés outre-Atlantique ont permis de stimuler les investissements dans de nouvelles centrales tout en participant au développement des offres d'effacement. En particulier, les marchés forward impliquant des délais suffisants entre les enchères et la livraison permettent de rendre le marché contestable et paraissent être le modèle vers lequel les trois principales institutions (NYISO, ISO-NE et PJM) se dirigent.

Fin 2010, le gouvernement français a également proposé, au travers de la loi NOME, de mettre en place un mécanisme d'obligations de capacité en vue de développer de nouvelles infrastructures de production, le parc actuel menaçant de ne plus pouvoir répondre à la demande de pointe en électricité d'ici quelques années. À l'heure où les autorités doivent décider de l'architecture qui sera utilisée, une polémique concerne le rôle qu'aura le gestionnaire du réseau de transport dans le prochain dispositif. L'analyse présentée ici tente de mettre en perspective le débat actuel en détaillant les différents modèles américains qui illustrent les avantages du modèle centralisé.

Comme le souligne le rapport Poignant-Sido, la demande de pointe en électricité évolue rapidement d'année en année et soulève des interrogations sur la capacité du système à répondre en conséquence [POI10]. Ces craintes d'une possible rupture de l'équilibre offre-demande en période de congestion ont

récemment été renforcées par la décision de l'Allemagne de sortir du nucléaire et donc de remplacer temporairement une partie de sa consommation de base par des centrales de pointe, diminuant au passage la possibilité pour celles-ci d'approvisionner l'Hexagone durant les jours d'hiver. De plus, la récente

directive du Parlement et du Conseil européens relative aux émissions industrielles entend pénaliser les centrales émettrices de particules et laisse envisager le possible déclassement de nombreuses unités de production thermiques françaises à partir de 2016 [UNI10]. Enfin, le système électrique français libéralisé repose actuellement sur un modèle de marché unique dit *Energy Only* qui peine à assurer à lui seul les investissements nécessaires au maintien de la fiabilité du réseau.

Ce constat a amené les rédacteurs de la loi NOME (Nouvelle Organisation des Marchés de l'Électricité) à proposer la mise en œuvre d'un mécanisme d'obligations de capacité et d'un marché d'échange de certificats censés stimuler les investissements dans des unités de production supplémentaires. Si la spécificité du secteur électrique français empêche de calquer le modèle sur celui des États-Unis, l'étude des mécanismes opérant outre-Atlantique permet d'apporter des éléments de réponse à l'établissement d'un marché efficace et efficient.

Dans le cadre de cette étude, il est proposé d'illustrer les différents modèles de marchés possibles à travers l'examen des trois entités américaines majeures, gérées par des gestionnaires de réseaux appelés *Independant System Operators* (ISOs) : le *New York Independant System Operator* (NYISO), le *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* (PJM) et l'*Independant System Operator-New England* (ISO-NE). Dans la suite de cet article, nous aborderons la récente polémique induite par la remise d'un rapport du Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) français RTE sur sa vision du futur dispositif.

1. Les raisons de la mise en place d'un marché de capacité

Sur le marché de l'énergie, la tarification au coût marginal suppose que l'offre d'un producteur tende vers un montant égal au coût variable de son unité de production, les coûts fixes étant rémunérés durant les périodes où le prix de marché est plus élevé. Si, dans le cas des centrales fonctionnant en base, ce système

suffit à garantir la rentabilité des installations, dans le cas d'une centrale de pointe les coûts fixes sont difficilement récupérables. Cet effet de marché incite les producteurs à proposer leurs capacités de production à des prix supérieurs aux coûts variables de la centrale en incluant une marge supplémentaire contribuant à la couverture des frais fixes. Ce phénomène a tendance à faire monter les prix sur le marché de l'énergie en période de congestion. Théoriquement, les prix du marché peuvent atteindre le montant estimé des coûts de défaillance d'approvisionnement, évalués à plusieurs dizaines de milliers d'euros par MW.

Afin d'éviter ce genre de situation pouvant être provoquée intentionnellement par des manipulations de marché de la part des producteurs, un plafonnement des prix est souvent mis en place. Le manque de rémunération des unités de pointe accentué par cette intervention dans le fonctionnement du marché tend à restreindre les investissements dans ce type de capacité et menace le bon fonctionnement du système dans sa globalité¹. Pour résoudre ce problème de *missing money*², les ISO américains ont mis en place des obligations de capacité et un marché secondaire permettant d'échanger des certificats, autorisant ainsi la rémunération des unités de production fonctionnant peu dans l'année.

D'autres ont choisi de laisser faire le marché et considèrent que la réactivité de la demande face au signal prix autorise un marché *energy only* efficient [SUT05]. Le Royaume-Uni et l'Australie ne possèdent pas de marché de capacité et n'ont pas mis en place de plafonnement des prix³. Ces deux pays restent pourtant raisonnablement performants [HOB07, HOG05]. Des inquiétudes ont cependant été soulevées sur la capacité de ces marchés, jusqu'ici en situation de surcapacité,

1. D'autres facteurs interviennent également, comme la concurrence entre les centrales de pointe ou la diminution de la tension.

2. Le terme *missing money* est attribué à Roy Shanker. Voir Roy J. Shanker, "Comments on Standard Market Design: Resource Adequacy Requirement", Federal Energy Regulatory Commission, January 2003 [HOG05].

3. L'Australie a cependant mis en place un plafonnement des revenus cumulés perçus par un acteur sur le marché de l'énergie.

à répondre à l'augmentation de la demande annoncée pour les années à venir [PFE10]. Le traumatisme de la crise californienne des années 2000 provoquée par une envolée des prix sur le marché de l'énergie a poussé les États américains à s'orienter vers un système reposant sur les mécanismes d'obligations de capacité considérés comme moins risqués pour la sécurité du réseau.

2. L'échec des premiers modèles

Aux États-Unis, la vague de libéralisation du secteur de l'électricité aboutit à la création des premiers marchés de capacité à la fin des années 1990. Principalement à court terme, le premier d'entre eux fut l'ICAP (*Installed CAPacity*) du *New York ISO*. Le fonctionnement du marché ICAP est en théorie très simple. Dans beaucoup d'États, les autorités gouvernementales ont imposé aux fournisseurs de détenir des garanties de capacité à hauteur de la consommation de leur portefeuille clients en période de pointe augmentée d'une marge de réserve, souvent comprise entre 15 et 20%. Les structures de ce type sont dites décentralisées car l'estimation de la demande est faite à travers chaque fournisseur qui doit contracter des garanties de capacité [SIO08]. Parallèlement, chaque producteur peut faire certifier la totalité de ses installations afin de les proposer aux fournisseurs. L'échange des crédits se fait soit par contrats bilatéraux, soit sur un marché parallèle organisé par l'ISO. En cas de défaut d'approvisionnement, les fournisseurs subissent une pénalité égale au coût de défaillance. Comme dans tout marché, l'établissement du prix d'échange est basé sur la confrontation de l'offre et de la demande [KRA04].

Dans le cas des premiers mécanismes mis en place par le NYISO, l'ISO-NE et le PJM, les courbes d'offre et de demande présentent des allures caractéristiques. Au vu de l'échelle de temps réduite (délai de quelques jours ou mois entre les enchères et la livraison), il n'est pas possible pour les producteurs d'investir dans de nouvelles capacités de production et le coût marginal réel de l'offre est donc nul pour les

capacités installées et devient infini dès que la capacité totale disponible est atteinte. Par ailleurs, pour respecter leurs obligations de capacité, les fournisseurs s'approvisionnent exclusivement du volume imposé et à un prix au maximum égal au coût de défaillance. Cette verticalité de la demande et de l'offre, traduisant leur forte inélasticité, a entraîné des prix *bipolaires* pouvant passer du coût de défaillance à zéro, d'une enchère à une autre (voir figures 1 et 2). Dans le cas où les installations ne sont pas suffisantes, le prix d'échange ou *clearing price* se fixe au coût de défaillance, ce qui pousse les producteurs à développer de nouveaux moyens de production. Dans le cas où la capacité totale excède le volume requis, le prix d'échange tombe alors aux alentours de zéro. En plus de présenter un prix fortement volatile et réduisant la visibilité à long terme, cette structure permet aux producteurs d'exercer leur pouvoir de marché. En effet, en créant une pénurie de capacité artificielle, les producteurs ont la possibilité de faire descendre le niveau de capacité totale plus bas que la demande. Les prix d'échange peuvent alors fortement augmenter [CRA05].

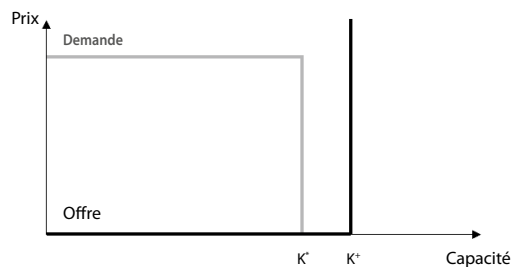


Figure 1 : Fixation du prix en cas de surcapacité.

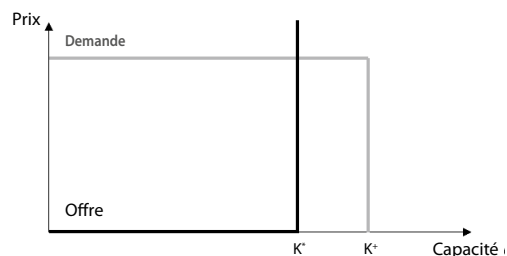


Figure 2 : Fixation du prix en cas de pénurie de capacité.

Une alternative à ce type de fonctionnement axé sur les volumes est basée sur les prix. Celui-ci est imposé par le *System Operator* et reste constant, peu importe le volume de la capacité : la courbe de demande est horizontale. L'avantage de cette solution utilisée dans les premiers marchés libéralisés anglais et gallois est de supprimer la volatilité des prix et donc le risque associé [STO09]. Le problème réside alors dans la fixation du prix puisque s'il n'est pas assez élevé, il n'y aura pas d'incitation à l'investissement pour les producteurs, ce qui entraîne un risque de pénurie de capacité. À l'opposé, un prix trop élevé engendre des surinvestissements inutiles.

Dans le cas des premiers marchés de capacité, le problème de la disponibilité des ressources a également été soulevé. En effet, sur la plupart des marchés de la côte ouest des États-Unis, tous les producteurs étaient rémunérés en fonction de la disponibilité des capacités. Si 80% de la capacité maximale était proposée sur le marché et n'était pas déclarée indisponible, le producteur pouvait prétendre à 80% du prix d'échange. Le problème se situait au niveau de l'évaluation de cette disponibilité : les producteurs pouvaient manipuler leur offre pour être sûrs de ne jamais être appelés et, en même temps, être considérés comme disponibles (par exemple prix élevé pour ne pas être appelé en base et temps de démarrage long pour ne pas être appelé en pointe). La capacité ne produit alors aucune énergie et est pourtant rémunérée sur le marché de capacité. Cela peut avoir des conséquences importantes puisqu'on peut imaginer des situations où les capacités ne sont plus maintenues en état de fonctionnement [CRA05].

3. L'introduction de la *Demand Curve* comme réponse à la verticalité de la demande

Une solution aux prix bipolaires a été apportée en 2003 par le *New York State Public Service Law* (NYPSL) qui proposa une modification de la structure du marché ICAP prenant en compte les imperfections du marché décelées précédemment [HOB07].

La solution proposée est en fait une version hybride des deux modèles basés sur le volume et le prix. Le mécanisme repose sur une courbe de demande, fixée administrativement, qui lie la quantité offerte et le prix d'achat, celui-ci étant constant puis décroissant avec la quantité proposée (voir plus loin les figures 4 et 5). Lorsque la capacité totale requise est atteinte, le prix doit correspondre au coût fixe d'installation annualisé d'une nouvelle centrale de pointe de référence (*Cost Of New Entry* ou CONE). Ce modèle est dit centralisé car c'est l'ISO qui détermine les obligations, à partir de l'évaluation de la demande globale, et qui contracte les garanties sur le marché [SIO08]. Les fournisseurs sont ensuite facturés au *prorata* de leur consommation en période de pointe. Ce système de *Demand Curve* (également appelé *Variable Resource Requirement* ou VRR) a ensuite été adopté par le PJM et temporairement par l'ISO-NE [KRA04].

A) Diminuer les risques

Afin d'éviter au maximum les manipulations de marché pouvant aboutir à la création intentionnelle d'une pénurie de capacité, la marge brute perçue par une centrale de pointe de référence est soustraite à la valeur donnée par la *Demand Curve*, ce qui permet d'en déduire le paiement des capacités correspondant (voir figure 3). Cette marge correspond aux revenus provenant du marché de l'énergie (aussi appelés *Peak Energy Rent* ou PER) et du marché auxiliaire. L'objectif visé est de stabiliser le revenu net total perçu par les producteurs autour du CONE en absorbant les variations de prix sur le marché de l'énergie à l'aide du paiement de la capacité. Cela permet d'éliminer la possibilité pour les producteurs d'exercer leur pouvoir de marché en réduisant l'intérêt pour eux de faire monter les prix. Cela évite également la double rémunération des capacités [CRA05].

B) Évaluer les paramètres

La mise en place de ce type de mécanisme n'est pas évidente, les principales préoccupations portant sur la sélection des bons paramètres permettant d'atteindre la capacité totale de la demande. Les trois variables d'ajustement de la

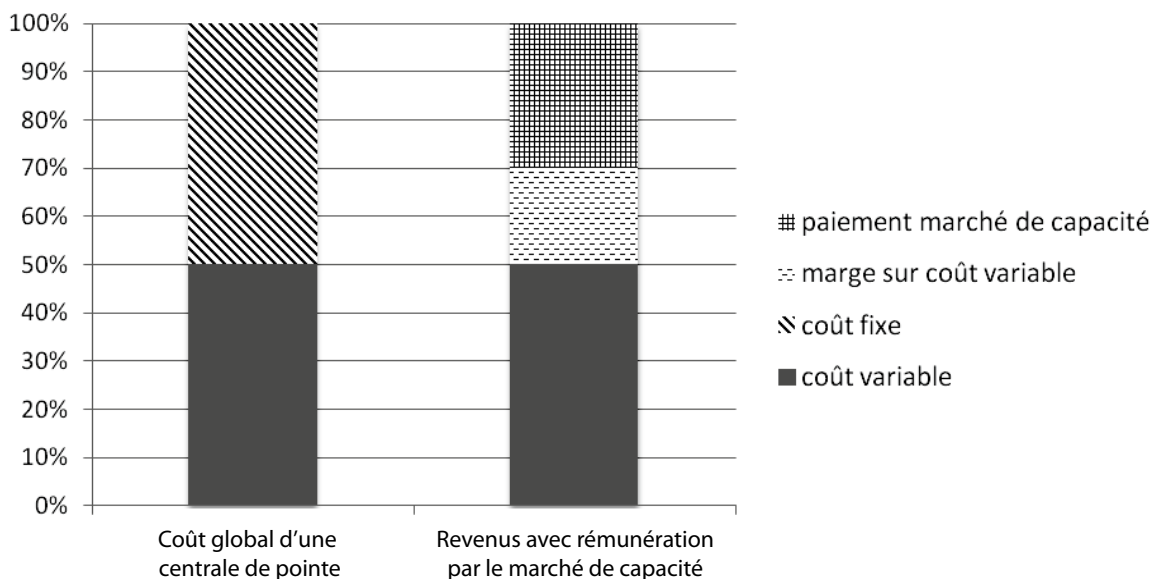


Figure 3 : Illustration du mécanisme de paiement du marché de capacité.

courbe VRR sont le CONE, le volume maximum C_0 pour lequel le prix d'échange est nul et le prix limite P_m . Le plafonnement du prix doit naturellement, à tout instant, être supérieur au CONE afin d'attirer les investisseurs. Le volume C_0 permet d'ajuster l'élasticité de la demande puisqu'il impacte directement la pente de la courbe. Ainsi, plus C_0 se rapproche de la capacité requise K^* , plus la volatilité des prix est forte. Le cas limite où $C_0 = K^*$ correspond à une demande verticale. À l'opposé, si le coefficient C_0 est trop important, la rémunération pour des capacités excédentaires peut engendrer un excès d'investissements [STO09].

L'élément le plus sujet à controverse concerne l'évaluation des revenus sur le marché de l'énergie. Le marché du PJM a choisi d'utiliser une méthode d'évaluation du PER *ex ante*, en se basant sur les données des années précédentes, ce qui est contesté car cela implique une marge d'erreur sur les prévisions. L'ISO-NE retranscrit lui le PER en direct d'après les prix du marché de l'énergie [HOG11], ce qui est plus simple, plus précis et n'implique pas de prévisions. De plus, la méthode *ex post* permet de garantir la rémunération voulue pour les producteurs avec précision et donne donc plus de visibilité aux potentiels investisseurs. À l'inverse, la méthode

ex ante peut encourager les opérateurs à obtenir un PER réel supérieur à l'estimation en manipulant le marché pour ainsi percevoir une rémunération supérieure [CRA05, SCE05]. En ce qui concerne les capacités d'effacement, la rémunération correspond directement à la valeur donnée par la *Demand Curve*, étant donné que contrairement aux capacités de production, elles ne peuvent agir sur le marché de l'énergie.

C) Les limites du modèle

L'utilisation de ce modèle permet de réduire la volatilité des prix et diminue les risques de pouvoir de marché. Contrairement au modèle basé sur les quantités, la *Demand Curve* permet de rémunérer les capacités même lorsqu'elles sont en excès et les revenus des producteurs sont alors plus stables [HOB07]. Afin d'atteindre la capacité optimale, la rémunération correspondante sur la courbe correspond aux coûts fixes annualisés d'une nouvelle unité de production de pointe et la capacité visée définit donc un point d'équilibre stable [KRA04]. L'efficacité de ce dispositif pour empêcher les producteurs ou les fournisseurs d'exercer leur pouvoir de marché est dépendante de la pente de la courbe. Les producteurs peuvent être tentés de retenir des

capacités pour obtenir un paiement plus élevé si le prix augmente très fortement en période de pénurie. Ce risque peut pousser certains fournisseurs à se fournir à l'avance à l'aide de contrats bilatéraux [STO09].

D) Mesurer la disponibilité

Pour rémunérer les centrales, certains marchés estiment leur disponibilité en se basant sur le rapport entre le nombre d'heures de fonctionnement effectif et le nombre d'heures total de l'année. Par exemple, une centrale ayant été déclarée disponible pendant 80% de l'année est rémunérée 80% du prix de marché. Pour éviter tout effet d'opportunisme souligné précédemment, la disponibilité de la centrale se calcule donc non plus selon les enchères effectuées, mais en prenant en compte les performances réelles de l'unité de production sur le marché de l'énergie. Même si ce système est théoriquement intéressant, il ne permet toujours pas de s'assurer que les centrales vont tout faire pour être disponibles précisément pendant les périodes de forte demande [CRA05]. Pour s'assurer de l'intérêt pour les producteurs d'avoir leur centrale en état de produire en période de congestion, le marché PJM a mis en place un système basé sur l'approximation de la probabilité (EFORD soit *Equivalent Forced Outage Rate*) que la centrale ne soit pas disponible pendant la pointe en se basant sur les données des 12 mois précédant l'enchère. Le prix de la rémunération est alors égal au produit du prix de marché par $1 - EFORD$ [PJM11]. Les périodes pendant lesquelles le taux de disponibilité doit être calculé sont définies, dans le cas du PJM, par les 500 heures de l'année où la demande est la plus importante [STO09]. Une autre solution peut être de ne considérer que les instants où le prix sur le marché de l'énergie excède le coût marginal de la plus vieille centrale, si celui-ci est connu avec précision [CRA05].

E) Localisation des capacités

Enfin, afin de développer les capacités dans les zones les plus congestionnées et donc de prendre en compte les aspects géographiques au sein du marché, différentes zones ont été

créées, chacune ayant son système d'enchère⁴. Chaque zone possède donc une capacité totale imposée et des prix d'échange pouvant être différents [BRA09]. Si le prix d'échange d'une zone est élevé par manque de capacité, les unités de production des zones voisines où le prix est plus faible proposeront leur offre dans la limite de la capacité des interconnexions. Avec un système de *Demand Curve*, cela implique un prix diminué dont le montant est donné par la courbe à la capacité initiale ajoutée de la capacité provenant de l'interconnexion [CRA05].

4. Des enchères anticipées pour rendre le marché contestable

Les marchés court terme décrits précédemment ont été remis en question par le PJM et le *New England ISO*. Le principal reproche qui leur est fait – comme Joskow l'a souligné dès 2006 [JOS06] – est que ces marchés ne donnent pas l'opportunité aux nouveaux entrants de participer aux enchères, ce qui peut faciliter l'exercice du pouvoir de marché des acteurs en présence. Si la *Demand Curve* permet une meilleure souplesse de la demande, l'offre reste inélastique. Ces dernières années, les marchés du PJM et de *New England* ont pris en compte cet aspect en augmentant les échéances entre les dates de tenue des enchères et de livraison pour les rendre compatibles avec l'entrée de nouveaux acteurs. En proposant l'achat des capacités suffisamment à l'avance, on autorise les nouveaux entrants à proposer une offre et à mettre en œuvre les mesures correspondantes, si celle-ci est retenue. Ce modèle repose cependant sur une bonne prévision de la demande.

La durée entre la fixation des prix et la fourniture, initialement de quelques mois, est de 3 ans dans le cas des deux marchés *Reliability Pricing Model* (RPM) du PJM et *Forward Capacity Market* (FCM) du ISO-NE. Dans les deux marchés du PJM et de l'ISO-NE, des enchères intermédiaires sont organisées

4. Pour le NYISO, trois zones ont été créées : New York City, Long Island et le reste de l'État [STO09].

pour permettre d'ajuster les garanties avant la période de livraison. Ce système autorise la concurrence entre les capacités installées et les unités de production potentielles. L'avantage des capacités en place et donc les barrières à l'entrée sont supprimées. Il devient alors plus difficile pour les producteurs d'exercer leur pouvoir de marché puisqu'ils sont menacés par l'arrivée de concurrents compétitifs. Cette configuration permet de rendre les marchés contestables [BAU82, STO09] et correspond à l'optimum de la théorie économique associée au marché de capacité [CRA06].

Le PJM a été le premier à mettre en place un tel mécanisme. Les enchères ou *Base Residual Auction* (BRA) sont effectuées 3 ans avant l'année de livraison et permettent d'acquérir toutes les capacités nécessaires en utilisant un mécanisme de *Demand Curve* [BRA11]. L'ISO-NE oblige également l'achat des certificats 3 ans à l'avance, mais la courbe de demande n'est pas fixée. Le système reste toutefois centralisé, l'ISO estimant la demande globale et contractant sur le marché les certificats de capacité correspondants. Les enchères se déroulent alors de manière descendante [SIO08]. Un premier prix est tout d'abord proposé et les producteurs offrent les capacités qu'ils sont prêts à fournir. Si la capacité totale dépasse le niveau requis, le prix est diminué et les producteurs proposent à nouveau. Ce processus se termine lorsque la quantité proposée est égale à la quantité totale requise. Le montant est alors facturé aux fournisseurs en fonction de leur participation à la consommation de pointe [GOT10]. Si l'utilisation de la *Demand Curve* consiste à atteindre la capacité requise en imposant le prix, le système d'enchères descendantes consiste lui à imposer la quantité et à laisser le prix se fixer par le biais des offres des producteurs.

Cette technique a permis d'éviter toutes les polémiques liées à la fixation administrative des paramètres de la VRR, mais a néanmoins amené les producteurs, regroupés au sein de la *New England Power Generators Association* (NEPGA), à réclamer devant la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) l'instauration d'un système de *Demand Curve* afin d'éviter

une trop forte variabilité des prix réduisant la visibilité à long terme⁵ [NEP11]. Le NYISO réfléchit actuellement à la mise en place d'un dispositif du même type. Le délai entre les enchères et la période de livraison serait de 4 ans et le mécanisme ressemblerait à celui utilisé par PJM avec une demande fixée administrativement. Même s'il a été reconnu qu'un dispositif de ce type serait positif sur le long terme, il ne devrait pas être mis en place avant plusieurs années. Le marché actuel fonctionne, en effet, raisonnablement bien et stimule les investissements de manière localisée sans qu'un nombre important de contrats ne se fassent bilatéralement. Le système ne devant pas, selon les estimations, être en pénurie de capacité avant 2018, les autorités songent à attendre avant de modifier le dispositif afin de profiter au maximum du retour d'expérience des autres marchés *forward* [BRA09].

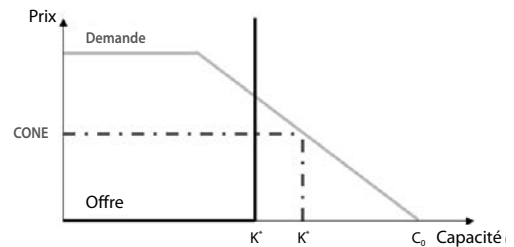


Figure 4 : Marché de capacité ICAP.

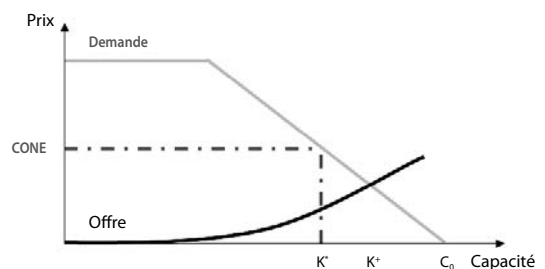


Figure 5 : Marché de capacité RPM.

PJM et ISO-NE intègrent les capacités d'effacement et d'efficacité énergétique dans le marché, NYISO se limite aux capacités d'effacement. Cependant, des difficultés apparaissent

5. Cette demande a ensuite été rejetée par la FERC ; cf. <http://www.energychoicematters.com/stories/20110414e.html>.

dans la prévision de la capacité, étant donné la difficulté à quantifier le risque qu'un consommateur décide de ne plus s'effacer du fait des contraintes liés au mécanisme [SYN08].

Les résultats des premières enchères sur le marché PJM confirment l'impact important sur la stabilité des prix de l'élasticité à la fois de l'offre (mécanisme *forward*) et de la demande (mécanisme *Demand Curve*). Il s'avère que les risques pressentis sur la faible part de la *Demand Response* ne se sont pas confirmés. Les ressources en effacement ont ainsi largement augmenté, les quatre premières enchères comprenant 1,4 GW d'effacement [STO09]. Par ailleurs, au cours de la sixième enchère comptant pour l'année 2012-2013, 7,2 GW de nouvelles unités de production ont été retenues, les cinq premières enchères ayant engendré un total de 14 GW [PFE10]. Concernant le marché FCM de l'ISO-NE, la première enchère pour l'année 2010-2011 a présenté des résultats très prometteurs, 1,2 GW d'effacement [STO09] et 1 GW de nouvelles capacités de production ayant été retenus [PFE10].

En conclusion, l'analyse réalisée a permis de mettre en évidence les risques associés à certaines architectures de marché de capacité. Les principales difficultés proviennent de l'inélasticité des courbes d'offre et de demande. La *Demand Curve* permet de réduire le pouvoir de marché des fournisseurs et des producteurs en réduisant l'intérêt pour les premiers d'acquiescer une quantité supérieure à leur besoin et de retenir des capacités pour les seconds. L'inconvénient majeur de ce type de procédé réside dans la fixation administrative des paramètres de la courbe sujette aux erreurs. Ces erreurs d'appréciation peuvent cependant être compensées si l'on modifie la courbe d'offre en la rendant plus flexible. Ainsi, en réalisant les enchères plusieurs années avant la livraison, on élimine les barrières à l'entrée et on pose les conditions d'un marché contestable. Parmi les trois marchés décrits, chacun utilise aujourd'hui un modèle différent. Le fonctionnement du marché de New York (ICAP) repose seulement sur le court terme avec l'utilisation de la *Demand Curve*. Le marché FCM du ISO-NE n'utilise pas cette courbe de demande, mais par contre oblige

les fournisseurs et producteurs à échanger les certificats de capacité trois ans avant échéance [NEP11]. Pour finir, Le marché RPM du PJM utilise à la fois la *Demand Curve* et les enchères plusieurs années à l'avance.

5. Les enseignements pour le prochain marché de capacité français

A) La nécessité d'un mécanisme d'obligations françaises

En France, depuis l'ouverture à la concurrence des secteurs de la production et de la commercialisation d'électricité, les fournisseurs n'ont eu qu'une implication limitée dans le maintien du bon fonctionnement du système. Leur rôle a principalement été réduit à celui d'intermédiaire achetant aux producteurs pour revendre aux consommateurs. Le dispositif ARENH (*Accès régulé à l'électricité nucléaire historique*) proposé par le rapport Champsaur et censé permettre la transition d'ici 2025 vers un marché réellement concurrentiel ne favorise pas *a priori* leur responsabilisation et pourrait engendrer des effets d'aubaine. Grâce aux obligations de capacité, la loi NOME prévoit de responsabiliser les fournisseurs vis-à-vis de la sécurité du réseau électrique français [GEN11].

Par ailleurs, même si la couverture de la demande de pointe doit théoriquement être assurée d'ici 2015, il apparaît en France un besoin important d'investissements dans de nouvelles capacités de production. En effet, selon RTE, la pointe croît 1,5 à 2 fois plus rapidement que la consommation électrique moyenne et elle devrait atteindre 107 GW en 2020 [RTE11]. Parallèlement, les directives européennes dites *directive GIC* et *directive IED* sur les émissions polluantes pourraient provoquer la suppression de 8,2 GW de groupes charbon et fioul utilisés en période de congestion⁶. Le retard supplémentaire dans la réalisation de l'EPR de Flamanville fragilise lui aussi le bon dimensionnement du parc de production. D'autre part, le moratoire allemand sur le

6. « Conformément aux annonces des producteurs, 3,6 GW de groupes charbon seront déclassés d'ici fin 2015 tandis que 4,6 GW de groupes fioul pourraient ne plus être disponibles au-delà » [RTE11].

nucléaire réduit les possibilités d'importations en période de pointe : l'arrêt de sept tranches nucléaires en 2011 a réduit de 34% les échanges au travers des interconnexions pour le premier trimestre de l'année et a fait passer le solde français d'importateur à exportateur [RTE12]. Ces éléments amènent RTE à déclarer que «*dès 2016, le risque de défaillance dépasse le seuil acceptable et un fort besoin de capacité de production ou d'effacement apparaît*» [RTE11].

Diverses raisons justifient donc la création en France d'un mécanisme d'obligations de capacité et d'un marché secondaire d'échange de certificats associé. Il est couramment admis qu'un dispositif de ce type est nécessaire et sera bénéfique pour le système électrique français. Malgré tout, il est apparu récemment une polémique concernant les modalités de mise en œuvre du mécanisme, et ce, suite à la publication en octobre 2011 par RTE d'un rapport présentant la vision du gestionnaire de réseau sur le dispositif prévu par la loi NOME.

L'établissement du mécanisme d'obligations repose sur quatre éléments : l'estimation des obligations des fournisseurs, la certification des capacités, l'organisation des enchères et la signature des contrats de garanties. Il est pour l'instant envisagé que ce soit le gestionnaire du réseau de transport RTE qui certifie la réalité et la disponibilité des unités de production mises à disposition par les producteurs et organise les enchères à l'avance. On se dirige donc vers des marchés de type *forward* comme ceux actuellement utilisés par le PJM et l'ISO-NE. À ce titre, le GRT propose de solliciter la mise en place d'une plateforme boursière et d'une chambre de compensation pour favoriser les échanges et le développement de ce nouveau modèle. Les fournisseurs doivent, de leur côté, apporter la preuve qu'ils possèdent des certificats permettant de couvrir la consommation de pointe de leur portefeuille ainsi qu'une marge de réserve. Les certificats peuvent également correspondre à des capacités d'effacement des industriels ou des agrégateurs (Energy Pool, Voltalis, ...) proposant des offres d'effacement diffus i.e. rassemblant un grand nombre de sites différents.

B) Localisation des capacités

De même que les marchés américains ont créé différentes zones possédant chacune leur propre système d'enchère, il est pertinent d'avoir en France des prix plus ou moins élevés selon la localisation de l'unité de production ou d'effacement. La tarification zonale devra inciter à la mise en place de capacités dans les régions les plus congestionnées. En particulier, dans l'édition 2011 de son bilan prévisionnel, RTE soulignait l'accentuation des difficultés d'approvisionnement de la Bretagne qui souffre aujourd'hui d'une alimentation électrique insuffisante au regard de sa consommation⁷ puisque la production du territoire n'a permis d'assurer que 9,5% de la consommation en 2010 [RTE11]. Si un découpage du territoire semble aujourd'hui difficile à mettre en place, il est envisageable à long terme avec le développement des *Smart Grids* et d'une gestion locale des équilibres. Dans un système zonal, les interconnexions peuvent également être valorisées sur le marché de capacité puisqu'elles permettent de réduire la nécessité de construire de nouvelles installations. Cependant, à la différence des ISO américains, le gestionnaire de réseau français RTE détient et exploite les réseaux. Étant donné qu'il organise également le marché de capacité, il existe un risque de créer des conflits d'intérêt. À l'échelle européenne, il est crucial de favoriser les échanges transfrontaliers pour maximiser l'utilisation du parc de production européen. Ainsi, avec une offre adéquate et des règles bien établies, la France pourrait davantage solliciter les moyens de production de pointe des pays voisins.

C) Valoriser les énergies renouvelables

Pour ce qui est de la valorisation des énergies renouvelables variables, si l'on se base sur un système d'évaluation de la disponibilité équivalent à celui utilisé par le PJM, l'énergie

7. «*La région Bretagne, souffre d'un déséquilibre structurel et durable entre production et consommation. Une situation en voie d'aggravation ces dernières années, qui, outre les risques de coupure ciblée au nord Bretagne, place désormais toute cette région devant un risque généralisé d'écroulement de tension*» [RTE11].

photovoltaïque serait peu rémunérée au vu des faibles facteurs de charge durant les périodes de congestion françaises (hiver en fin d'après-midi). L'énergie éolienne pourrait d'avantage profiter du dispositif et le gouvernement devrait alors réviser le système de subventions actuellement en place. Pour minimiser les risques pour le système électrique, on peut imaginer des offres combinant énergies variables et une capacité flexible (unité de production, capacité de stockage ou d'effacement). Le stockage pourrait également être rémunéré au même niveau qu'une unité de production et ainsi couvrir une partie de ses coûts [ECU11].

À court terme, les capacités d'effacement, de stockage ou de production à partir d'énergies renouvelables ne seront probablement pas compétitives vis-à-vis des unités de production de pointe. Par conséquent, au vu des externalités positives engendrées par leur utilisation, il paraît pertinent d'imposer temporairement des obligations distinctes entre les capacités de production de pointe et les capacités précédemment citées. Le texte de la loi NOME semble aller dans ce sens puisqu'il prévoit une obligation de capacités d'effacement distincte. À long terme, les marchés de certificats blancs et verts pourraient être fusionnés au sein du mécanisme d'obligations de capacité.

D) La polémique actuelle

La problématique actuellement discutée est de savoir qui évalue les obligations des fournisseurs et qui contracte les garanties. Le modèle plébiscité par l'ensemble des fournisseurs et symbolisé par le rapport émis par l'Union française de l'électricité (UFE) se base sur une approche centralisée du marché, se rapprochant des modèles américains récents. Dans ce système, le gestionnaire de réseau évalue les obligations de capacité à partir de la demande globale (approche ascendante ou *bottom-up*) et contracte les obligations sur le marché avec, par exemple, un système de *Demand Curve* [UFE10]. Les fournisseurs sont ensuite facturés au *pro rata* de la demande de leur portefeuille en période de pointe. Cette solution a l'avantage de laisser la gestion de l'équilibre offre/demande à RTE et d'éviter le

problème de demande verticale, mais répercute la totalité des risques financiers sur RTE, d'où l'intérêt de développer une plateforme d'échanges commerciaux et une chambre de compensation. Par ailleurs, la mutualisation des erreurs en évaluant la demande globale à l'aide de prévisions macroéconomiques et de données climatiques est plus fiable que celle réalisée par chacun des fournisseurs sur leur future part de marché, en particulier dans un contexte de marché libéralisé [LEV11].

À l'opposé, dans son rapport, RTE propose une structure décentralisée où les fournisseurs sont prévenus à l'avance des marges de réserve dont ils doivent disposer. Après prévision de la taille de leur portefeuille à échéance, les fournisseurs doivent obtenir les certificats correspondant aux capacités manquantes soit par contrats bilatéraux, soit sur le marché (approche descendante ou *top-down*). Si les obligations ne sont pas respectées, les fournisseurs sont pénalisés [FIN11]. Ce dispositif se rapproche des premiers modèles mis en place aux États-Unis. L'inconvénient majeur de ce dispositif est que les fournisseurs sont alors les seuls garants de la sécurité du système électrique, rôle jusqu'ici occupé par le GRT. Cette solution suppose également un fonctionnement efficace du marché alors qu'il n'y a pas, à ce jour, de maturité concurrentielle. On risque d'être confronté au problème de prix bipolaires exposé précédemment et à de possibles exercices de pouvoir de marché [LEV11].

Les opposants au modèle centralisé lui reprochent de créer des rentes sur le parc existant dont le coût pour les fournisseurs pourrait être reporté sur les tarifs du consommateur. Ces rentes proviennent de l'obligation pour les producteurs de proposer toutes leurs capacités sur le marché. Dans le cas d'un marché décentralisé, la verticalité du secteur électrique français induit que la majeure partie des fournisseurs peuvent couvrir leurs obligations quasiment exclusivement par leurs propres moyens de production. Si l'ajustement des fournisseurs à l'augmentation de la pointe ne se fait pas par autofinancement, alors seulement dans ce cas ils devront se tourner vers le marché de capacité (ou vers des contrats bilatéraux). Cette particularité est séduisante car elle valorise

seulement les efforts réalisés et non les unités déjà en place. Ainsi, selon Dominique Finon, l'approche centralisée est beaucoup plus coûteuse : 1,1 milliard d'euros en moyenne (sans compter les certificats de capacité des produits ARENH) contre 45 millions d'euros pour le modèle décentralisé [FIN11].

Le 20 février 2012, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a présenté au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) un projet de décret concernant l'instauration d'un mécanisme de capacité français. Ce projet reprend en grande partie les préconisations du rapport publié par RTE. La consultation des différents organismes s'est terminée le 9 mars⁸. Le 29 mars, la CRE a publié une délibération portant avis sur le projet. La commission a en particulier rappelé le possible impact du dispositif sur les prix de détail de l'électricité et a annoncé qu'elle veillerait à ce que le mécanisme n'affecte pas le jeu de la concurrence [CRE12]. L'Autorité de la concurrence a également publié un rapport le 12 avril dans lequel elle émet des réserves concernant la nécessité d'un tel mécanisme pouvant selon elle être facteur d'exclusion pour les fournisseurs alternatifs [ADC12]. Finalement, les inquiétudes des deux instituts concernent la nécessité du mécanisme, les coûts qu'il induit et la complexité liée à sa mise en place en particulier dans le cadre d'un marché européen de l'énergie.

L'étude du cas américain réalisée précédemment tend à montrer la pertinence des modèles centralisés les plus aboutis, illustrés par le marché RPM du PJM qui affiche des résultats particulièrement prometteurs. Il paraît donc légitime d'imaginer en France l'utilisation d'un mécanisme similaire. Par ailleurs, le succès des marchés de droits négociables utilisant un système décentralisé (marchés de permis d'émissions, de certificats blancs ou verts) est souvent utilisé pour justifier la mise en place du même dispositif pour les marchés de capacité. Cependant, la particularité du secteur électrique implique la fiabilité du système à tout moment : le non-respect de la contrainte n'entraîne pas les mêmes conséquences dans le cas d'un rejet excessif de CO₂ que dans le cas d'une rupture

de l'équilibre offre/demande. Cette prise de position objective ne repose pas seulement sur la fascination pour les mécanismes nord-américains comme le suppose Dominique Finon [FIN11], mais sur la prise en compte des enjeux colossaux de la fiabilité du système électrique et du retour d'expérience de marchés en place depuis plus de 10 ans et ayant su évoluer au gré des difficultés rencontrées.

6. Conclusion

L'étude du cas des États-Unis met en exergue les difficultés à mettre en place un marché efficient stimulant les investissements dans les moyens de productions nécessaires tout en réduisant le risque de manipulations de marché. Le défi à relever en France est donc important et l'établissement de la structure du marché doit s'appuyer sur les retours d'expériences mondiaux, et en particulier américains, pour aboutir à l'architecture la plus appropriée nécessaire à la garantie de la fiabilité du système électrique.

En attendant, le GRT français va devoir exploiter au maximum les possibilités de compensation du manque d'unités de production sur le territoire français, en particulier au travers des interconnexions grâce à la récente mise en place du couplage sur la zone *Central West Europe* (CWE), dans un contexte européen où plusieurs nations ont annoncé qu'elles allaient se séparer de leur parc nucléaire et donc réduire les exportations potentielles pour l'État français.

Par ailleurs, les polémiques sur les détails de mise en place du dispositif ne doivent pas occulter les bienfaits de la mise en place prochaine d'un marché de capacité en France. Le rapport Poignant-Sido préconisait d'ailleurs son instauration fin 2011 pour être en mesure de pallier le manque d'installations prévu pour 2015 [POI10]. Ce besoin est accentué par la thermo-sensibilité de plus en plus importante du système électrique et le récent développement massif des énergies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque principalement), requérant des centrales de pointe permettant de compenser l'intermittence de la production. ■

8. *Enerpresse* n°10519, vendredi 24 février 2012.

Bibliographie

- [ADC12] Autorité de la concurrence (2012) *Avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité.*
- [BAU82] William J. Baumol (1982) *Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure*, The American Economic Review, Vol. 72, No. 1.
- [BRA09] The Brattle Group (2009) *Cost-Benefit Analysis of Replacing the NYISO's Existing ICAP Market with a Forward Capacity Market.*
- [BRA11] The Brattle Group (2011) *Second Performance Assessment of PJM's Reliability Pricing Model, Market Results 2007/08 through 2014/15.*
- [CRA05] Peter Cramton et al. (2005) *A Capacity Market that Makes Sense.*
- [CRA06] Peter Cramton et al. (2006) *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity.*
- [CRE12] Commission de Régulation de l'Energie (2012) *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 mars 2012 portant avis sur le projet de décret pris pour application de l'article L.335-6 du code de l'énergie relatif au dispositif de contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et instaurant un mécanisme de capacité.*
- [FIN11] Dominique Finon (2011) *L'obligation décentralisée de capacité, le meilleur mécanisme de capacité dans le contexte du régime de la NOME.*
- [GEN11] Simon Genevaz (2011) *Les arbitrages de la loi nome, NOME acte I : Un cadre législatif pour l'ouverture du marché français de l'électricité, Concurrences N° 1-2011.*
- [GOT10] Meg Gottstein et al. (2010) *The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources: Experience and Prospects.*
- [HOB07] Benjamin F. Hobbs et al. (2007) *A Dynamic Analysis of a Demand Curve-Based Capacity Market Proposal: The PJM Reliability Pricing Model.*
- [HOG05] William W. Hogan (2005) *On an "energy only" electricity market design for resource adequacy.*
- [HOG11] William W. Hogan (2011) *Electricity market reform: market design and resource adequacy.*
- [JOS06] Paul L. Joskow (2006) *Competitive electricity markets and investment in new generating capacity.*
- [JOS08] Paul L. Joskow (2008) *Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design.*
- [KRA04] Edward Krapels et al. (2004) *The Design and Effectiveness of Electricity Capacity Market Rules in the Northeast and California.*
- [LEV11] François Lévêque et al. (2011) *Justifications économiques de l'utilité d'un mécanisme de bouclage dans le fonctionnement d'un dispositif d'obligation de capacité.*
- [NEP11] New England Power Generators Association (2011) *Request for rehearing and clarification.*
- [PFE10] Johannes Pfeifenberger et al. (2010) *Best Practices in Resource Adequacy.*
- [PJM11] PJM (2011) *Reliability Pricing Model Training: EFORd in RPM.*
- [POI10] Serge Poignant, Bruno Sido (2010) *Rapport Poignant-Sido, groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique.*
- [RTE11] RTE (2011) *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2011.*
- [RTE12] RTE (2012) *Bilan électrique 2011.*
- [SCE05] Frank J. Cooley et al. (2005) *Comments of Southern California Edison Company (U 338-E) on capacity markets, White Paper.*
- [SIO08] Fereidoon P. Sioshansi (2008) *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance.*
- [STO09] Robert Stoddard et al. (2009) *Comparing Capacity Market and Payment Designs for Ensuring Supply Adequacy.*
- [SUT05] Ron Sutherland (2005) *Resource Adequacy and the Cost of Reliability: The Impact of Alternative Policy Approaches on Customers and Electric Market Participants.*
- [SYN08] Paul Peterson et al. (2008) *Incorporating Demand Resources into the PJM Reliability Pricing Model: Ensuring the RPM Capacity Construct Properly Values Demand Resources.*
- [UFE10] Union Française de l'Électricité (2010) *Obligations et marché de capacités dans les marchés électriques, Recommandations de l'UFE.*
- [UNI10] Union Européenne (2010) *Directive du parlement européen et du conseil relative aux émissions industrielles, Chapitre III : Dispositions spéciales applicables aux installations de combustion.*

ISBN 978-2-7108-0976-0 - 392 pages - 85 €
Editions TECHNIP



**L'HYDROGÈNE,
CARBURANT DE
L'APRÈS-PÉTROLE ?**

Une collaboration IFP Energies nouvelles - CEA

coordonné par
Edouard Reynal et Paul Lucchesi

L'hydrogène, carburant de l'après-pétrole ?

Une collaboration IFP Energies nouvelles - CEA

L'hydrogène vecteur énergétique du futur ? Ou au contraire limité pendant encore de nombreuses décennies, voire jusqu'à la fin du siècle, à ses usages actuels dans le domaine de la chimie et du raffinage ? Des opinions très tranchées opposent les tenants de la civilisation de l'hydrogène et les sceptiques, voire les opposants déclarés.

Cet ouvrage, très documenté, s'adresse à un lectorat élargi : industriels du transport (routier, aérien ou fluvial), motoristes et, plus généralement, toutes les personnes intéressées par le devenir des transports et des carburants dans le monde de l'après-pétrole.

www.editionstechnip.com