

Marché de capacité

Eclairage sur 7 paramètres clés du futur mécanisme français



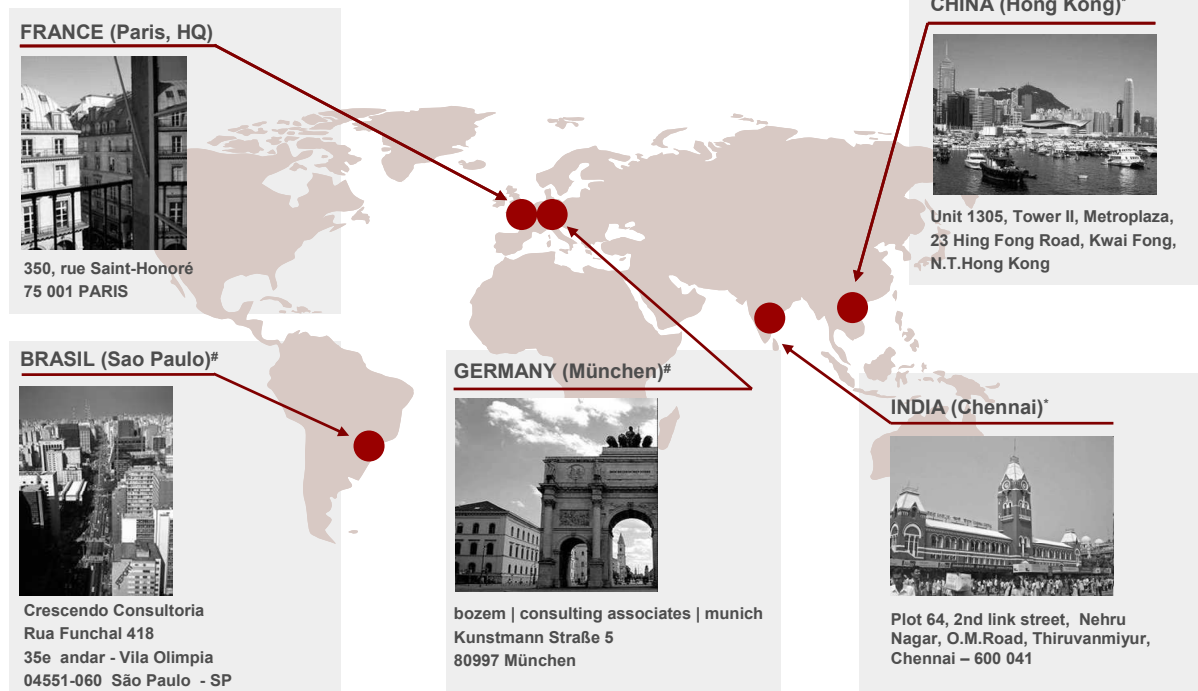
E-CUBE Strategy Consultants est un cabinet de conseil de Direction Générale exclusivement dédié aux enjeux énergétiques et environnementaux. Nous combinons les atouts de proximité, réactivité et flexibilité d'une petite équipe avec le plus haut niveau d'excellence et d'expérience d'une équipe internationale

Nos trois domaines d'expertise :

- **Energie** : accompagner les énergéticiens (électriciens et gaziers, compagnies pétrolières, acteurs des filières Energies Renouvelables) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur environnement marché, réglementaire, concurrentiel et technologique
- **Eco-stratégie** : accompagner les acteurs privés et publics dans la réévaluation de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux et les opportunités d'une "nouvelle donne" environnementale
- **Eco-entreprises** : accompagner à chaque étape de leur développement les entreprises qui élaborent les technologies, les produits et les services contribuant à un monde plus respectueux de l'environnement

E-CUBE Strategy Consultants accompagne ses clients sur des problématiques globales à partir de ses bureaux à Paris (Siège), Munich et Sao Paulo et de ses bureaux de représentation à Chennai et Hong Kong.

Pour plus d'informations, veuillez visiter www.e-cube.com



: local partners

* : representative offices

Marché de capacité : éclairage sur 7 paramètres clés du futur mécanisme français

Résumé

L'un des objectifs de la loi sur la Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité est de remédier au déficit constaté d'investissements en capacité de pointe, alors même que le pic de consommation augmente plus rapidement que la consommation totale annuelle. Pour ce faire, la loi prévoit la mise en place d'un « mécanisme de capacité ». A la demande du ministre en charge de l'énergie, une concertation sur les caractéristiques du futur mécanisme est organisée par RTE au sein du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité (CURTE). Dans cette étude, E-CUBE Strategy Consultants apporte un éclairage sur 7 de ces paramètres clés en quantifiant l'impact (sur le prix de la capacité et de l'énergie) des arbitrages à réaliser :

1. Rémunération de la « *missing money* » ou du coût complet du capital sur le marché de capacité ?

Le futur mécanisme de capacité a pour objectif de rémunérer l'ensemble des coûts fixes d'une centrale de pointe pour inciter à l'investissement. Cet objectif peut être réalisé de deux manières : laisser les producteurs réaliser une marge sur coûts variables sur le marché de l'énergie et rémunérer la valeur manquante sur le mécanisme de capacité (~ 47 €/kW), ou alors, empêcher la réalisation d'une marge sur coûts variables sur le marché de l'énergie et rémunérer directement l'ensemble des coûts fixes sur le mécanisme de capacité (~ 60 €/kW). Quelque soit la méthode employée, un mécanisme de contrôle des revenus doit être mis en place pour éviter une double rémunération de la capacité qui pourrait conduire à une augmentation de la facture du consommateur final de 2 à 3 €/MWh.

2. Prise en compte des externalités positives de l'effacement : certification d'un format de disponibilité favorable ou mise en place d'un quota ?

La mise en concurrence effacement/production avec une exigence réduite sur le nombre d'heures d'activation des capacités d'effacement permettrait à horizon 2015 l'atteinte d'un volume d'environ 4 GW à un

prix d'environ 50 €/kW. Un quota spécifique d'effacement permettrait d'atteindre ce même volume de 4 GW à un prix supérieur à 100 €/kW mais avec une exigence plus élevée sur le nombre d'heures d'activation.

3. Mise en place d'un prix plancher ou prix de la capacité libre sur le futur marché de capacité ?

Le retour d'expérience des marchés de capacité existants montre qu'il existe un risque d'effondrement de la valeur de la capacité sur le marché, ce qui envoie un signal défavorable aux investisseurs. La mise en place d'un prix plancher permettrait d'assurer qu'une partie de la rémunération de la capacité soit sécurisée sur le futur mécanisme et ne soit pas dépendante du marché énergie : l'impact serait typiquement de 10 €/MWh sur le marché énergie.

4. Marché zonal ou marché national ?

Les responsables des mécanismes de capacité existants estiment que la zonalité du marché (mise en place d'obligations locales dans certaines régions critiques) est un paramètre essentiel à leur réussite. La mise en place d'obligations locales au sein du futur mécanisme français pourrait réduire le prix de la capacité à 5 €/kW/an dans les régions non contraintes. Si une approche zonale de la capacité est d'une mise en place complexe dans un marché énergie national, elle doit cependant être envisagée à moyen terme dans une approche locale de la gestion des équilibres du réseau, via le développement des « smart grids ».

5. Prise en compte des capacités de production intermittente : valorisation sur la base de leur production probable ou valorisation combinée avec une capacité flexible ?

L'adaptation du modèle nord-américain d'intégration des ENR au marché de capacité permettrait aux actifs éoliens de bénéficier d'un revenu de capacité compris entre 1,5 €/kWnominal et 12 €/kWnominal. Cette nouvelle source de revenus pourrait représenter jusqu'à 15% du montant actuel

des subventions, ce qui pourrait inviter à réviser le système de subvention. L'énergie solaire, quant-à elle, ne serait que très peu valorisée. Une offre combinée « ENR + Capacité flexible » pourrait permettre d'adresser le problème soulevé par l'intermittence des capacités renouvelables.

6. Interconnexions : prise en compte statistique ou intégration des capacités étrangères au marché français ?

La prise en compte statistique des interconnexions permettrait de réduire les obligations des fournisseurs et la facture du consommateur final d'un montant compris entre 0,5 et 1 €/MWh, transférant ainsi la

valeur des capacités frontalières au marché français.

7. Intégration des capacités d'effacement EJP et Tempo dans le dispositif : mise en place d'un cadre distinctif ou mise en concurrence avec les capacités de production ?

Les capacités d'effacement issues des tarifs EJP et Tempo, à leur niveau de rémunération implicite actuelle, pourraient ne pas être compétitives par rapport aux moyens de production. Un cadre distinct pour ces capacités d'effacement devra être mis en place au sein du mécanisme de capacité si la collectivité souhaite les préserver.

1. Rémunération de la « *missing money* » ou du coût complet du capital sur le marché de capacité ?

Le futur mécanisme de capacité a pour objectif de rémunérer l'ensemble des coûts fixes d'une centrale de pointe pour inciter à l'investissement. Cet objectif peut être réalisé de deux manières : laisser les producteurs réaliser une marge sur coûts variables sur le marché de l'énergie et rémunérer la valeur manquante sur le mécanisme de capacité (~ 47 €/kW), ou alors, empêcher la réalisation d'une marge sur coûts variables sur le marché de l'énergie et rémunérer directement l'ensemble des coûts fixes sur le mécanisme de capacité (~ 60 €/kW). Quelque soit la méthode employée, un mécanisme de contrôle des revenus doit être mis en place pour éviter une double rémunération de la capacité qui pourrait conduire à une augmentation de la facture du consommateur final de 2 à 3 €/MWh

Au sein du marché « pur énergie » (« *Energy Only* ») en place en France aujourd'hui, les producteurs couvrent leurs coûts fixes de production grâce à la marge sur coûts variables qu'ils réalisent sur le marché de l'énergie. Cependant, dans la situation actuelle, la marge sur coûts variables réalisée par les producteurs de pointe sur le marché énergie reste faible et très incertaine. Il existe donc un écart important (couramment appelé « *missing money* » par les économistes) entre cette marge et le montant des coûts fixes¹ que les producteurs de pointe doivent amortir pour rentabiliser l'investissement réalisé à la construction de l'unité de production.

L'objectif principal du futur mécanisme de capacité est donc de mettre en place un cadre incitatif à l'investissement en capacité de pointe qui permette un recouvrement total des coûts fixes des producteurs de pointe. Cet objectif peut être réalisé de deux manières différentes :

- **Une rémunération de la « *missing money* » sur le marché de capacité via un audit des revenus sur le marché de l'énergie**

La première méthode consisterait à laisser les producteurs réaliser une marge sur coûts variables sur le marché de l'énergie et rémunérer la valeur manquante sur le futur marché de capacité (voir l'encart sur le « calcul de la « *missing money* » sur le marché français actuel »). Si la marge sur coûts variables évolue, la rémunération de la capacité sur le marché de capacité va alors aussi évoluer. Cette méthode est actuellement la méthode employée sur le marché de capacité PJM. Elle nécessite la

mise en place de deux mécanismes complémentaires : un mécanisme d'audit des revenus des producteurs permettant de calculer la marge réalisée par ceux-ci sur le marché énergie et un mécanisme d'enchères administrées de capacité permettant de rémunérer la capacité à hauteur de la « *missing money* » sur le marché de capacité.

- **Une rémunération du coût complet du capital sur le marché de capacité via un mécanisme de plafonnement de la marge réalisée sur le marché de l'énergie**

La deuxième méthode consisterait à rémunérer l'ensemble des coûts fixes d'un producteur de pointe sur le marché de capacité et empêcher la réalisation d'une marge sur coûts variables des centrales de pointe sur le marché de l'énergie. Cette méthode est actuellement la méthode employée sur le marché de capacité New England. Elle nécessite la mise en place d'un prix seuil sur le marché de l'énergie au-delà duquel la marge sur coûts variables des producteurs est considérée comme une rémunération non justifiée de la capacité (le coût complet du capital d'une centrale de pointe étant rémunéré sur le marché de capacité) et est donc retirée des revenus fixes du marché de capacité (que le producteur ait produit ou non durant cette période). Cette méthode nommée « *Peak Energy Rent* » possède l'avantage d'associer une méthode de contrôle de la marge sur coûts variables et une méthode d'incitation à la production en cas de tension sur le marché lorsque les prix sont élevés.

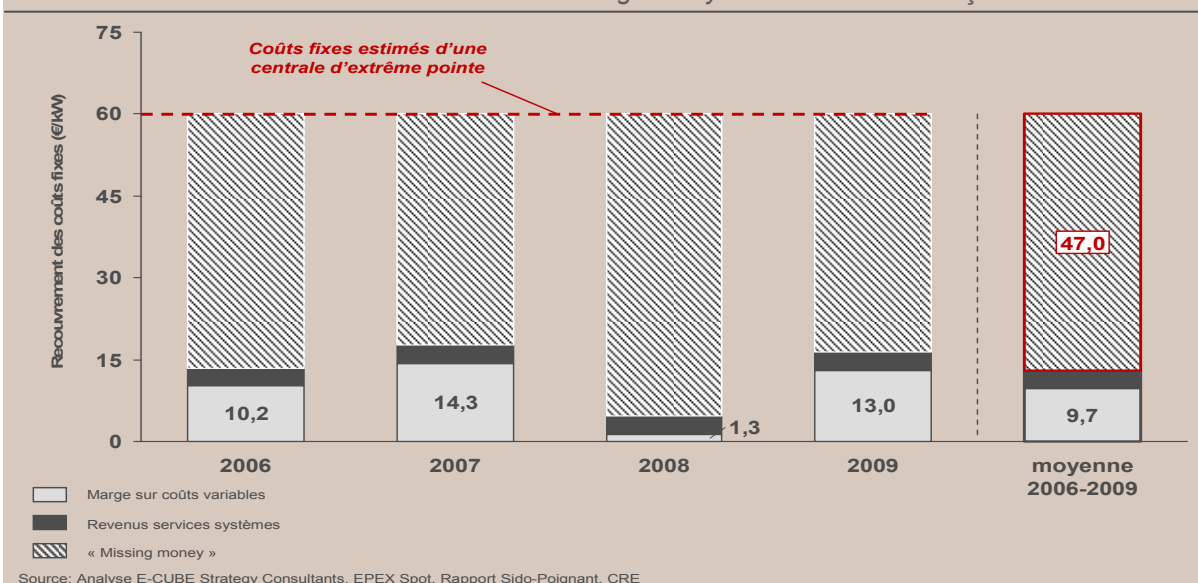
1) Estimés à 60 €/kW dans le rapport Sido-Poignant sur la maîtrise de la pointe électrique

Calcul de la «missing money» sur le marché français actuel

Les revenus d'un producteur peuvent se décomposer en 3 catégories : les revenus énergie permettant le recouvrement du coût variable de production, les revenus de services système et la marge sur coût variable réalisée sur le marché énergie (prix Spot - coût marginal de production). Dans la situation actuelle, cette marge ne permet pas la compensation du montant annuel des coûts fixes à couvrir pour assurer la rentabilité de l'activité de production d'une centrale de pointe.

Le graphique ci-dessous présente une estimation de la « missing money » actuelle d'une capacité d'extrême pointe (TAC au fioul) parfaitement flexible sur l'historique 2006-2009 des prix Spot du marché français. Les revenus annuels des services système sont estimés constants à 3,3 €/kW². Le rapport du groupe de travail sur la gestion de la pointe électrique (Rapport Sido-Poignant) donne comme estimation des coûts fixes annuels d'une centrale électrique d'extrême pointe 60 €/kW. La marge sur coût variable a été calculée en intégrant sur une année l'écart entre le prix Spot et le coût marginal de production (variable selon le cours des prix du fioul sur le marché international).

Illustration 1 : Estimation de la valeur de la « missing money » sur le marché français actuel



Ainsi, la « missing money » moyenne sur les années 2006 à 2009 peut être évaluée à 47 €/kW/an.

Quelque soit la méthode choisie, la mise en place d'un mécanisme de capacité est associée à un risque de double rémunération de la capacité sur le marché énergie. Une méthode

de contrôle visant à empêcher cette double rémunération doit donc être mise en œuvre en parallèle.

Illustration 2 : Mécanismes de contrôles pouvant être associés à la mise en place du marché de capacité

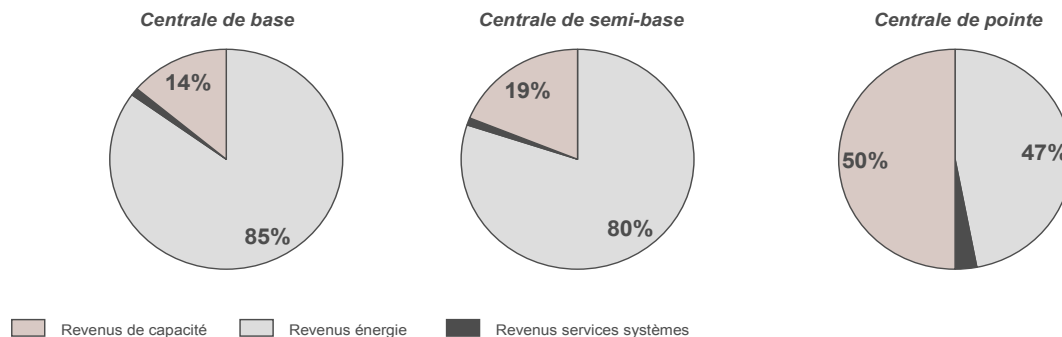
Méthode de contrôle	Principe	Avantage	Inconvénient
Audit des revenus du marché énergie	Contrôle du revenu des producteurs sur le marché énergie. Seule la valeur manquante est rémunérée sur le marché de capacité	<ul style="list-style-type: none"> Pas d'impact direct sur le marché énergie 	<ul style="list-style-type: none"> Asymétrie d'information entre producteurs et auditeur
Valeur seuil sur les prix de l'énergie	Une valeur seuil du prix du MWh est fixée. Si le prix de l'énergie dépasse cette valeur seuil, la marge associée (prix Spot - seuil) est retirée du revenu de capacité	<ul style="list-style-type: none"> Optimum théorique intégrant simultanément le contrôle et la pénalité associée 	<ul style="list-style-type: none"> Impact direct sur le marché de l'énergie Choix de la valeur seuil très sensible et pouvant amener à léser/avantager certains producteurs

- 2) Dans son document « Proposition de la Commission de régulation de l'énergie du 26 février 2009 relative aux tarifs des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité », la CRE estime le montant des coûts des services système à 337,4 millions d'euros par an. La capacité installée participant aux services système peut être estimée à

Une absence de contrôle de la double rémunération pourrait créer un effet d'aubaine pour les producteurs engendrant une augmentation de la facture des consommateurs

Ce risque potentiel aurait aussi un impact majeur sur le développement des capacités d'effacements qui, contrairement aux capacités de production, ne peuvent agir sur le marché

Illustration 3 : Structure des revenus d'une centrale de base, semi-base et pointe pour un prix de la capacité de 47 €/kW



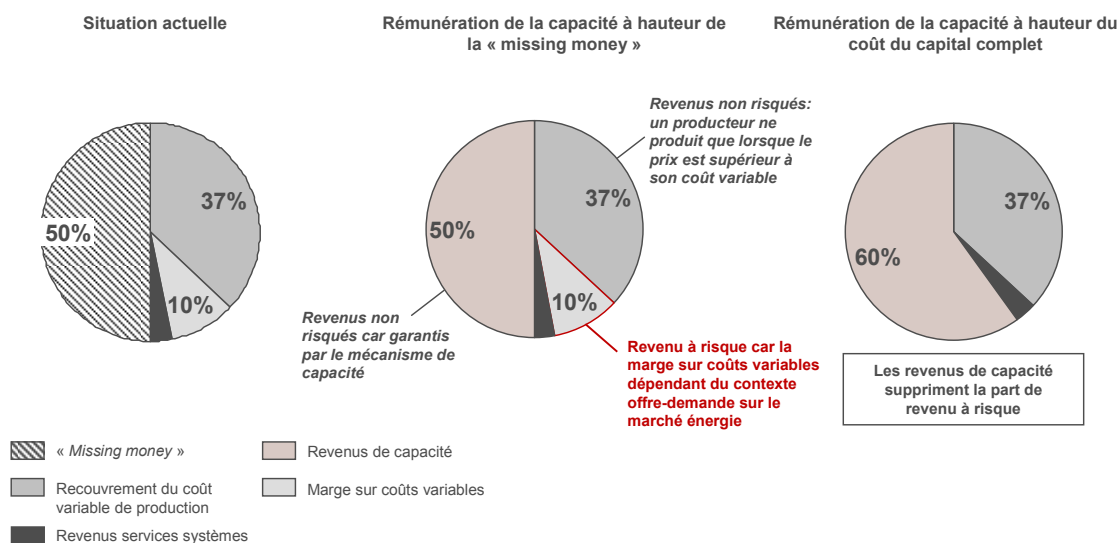
Hypothèses : Centrale base (1 GW, 7000h de production annuelle) / Centrale semi-base (500 MW, 4000h de production annuelle) / Centrale de pointe (175 MW, 250h de production annuelle)
Le prix de la capacité est pris à 47 €/kW (valeur estimée de la « missing money » (voir encart « calcul de la missing money »))

et un coût supplémentaire pour la collectivité. En faisant l'hypothèse que la valeur implicite de la capacité de pointe, aujourd'hui incluse dans le marché d'énergie, n'est pas transférée dans le marché de capacité (soit une double rémunération d'environ 10€/kW/an³), le coût supplémentaire pour le consommateur final pourrait représenter un montant d'environ 1 milliard d'euros (10 €/kW * 110 GW) soit une augmentation de la facture d'un montant compris entre 2 et 3 €/MWh.

énergie. Les producteurs bénéficiant d'une double rémunération grâce au marché de l'énergie pourraient faire chuter les prix sur le mécanisme de capacité, provoquant de fait une perte non compensable pour les capacités d'effacement.

Cependant, même si ces deux mécanismes ont un objectif commun, l'impact sur le risque des revenus des producteurs de pointe est différent. Le montant des revenus de capacité peut en effet représenter une part importante des

Illustration 4 : Risque sur les revenus d'une centrale de pointe en fonction du niveau de rémunération sur le marché de capacité



Hypothèses de calcul: TAC de 175 MW fonctionnant 250h/an. Combustible fioul

- 3) 10€/kW/an correspond à la marge sur coûts variables moyenne réalisée par un producteur de pointe sur le marché d'énergie entre les années 2006 et 2009 (Voir l'encart sur « le calcul de la « missing money » sur le marché français actuel »)

revenus d'une centrale de pointe (*Illustration 3*).

Une rémunération de la « *missing money* » via le mécanisme de capacité maintiendrait tout de même une part de risque sur la marge sur coûts variables à réaliser sur le marché de l'énergie pour atteindre la rentabilité, soit un risque sur environ 10% du revenu global d'une centrale de pointe (les 90% restant étant garantis par le recouvrement du coût variable sur le marché

énergie, les services système et les revenus de capacité). En effet, dans un marché concurrentiel, cette marge n'est pas assurée et peut fortement varier d'une année à l'autre (voir l'illustration de l'encart calcul de la « *missing money* » sur le marché français actuel). La rémunération de la capacité à hauteur du coût complet du capital (~ 60 €/kW) sur le futur mécanisme permettrait de supprimer ce risque sur les revenus (*Illustration 4*).

2. Prise en compte des externalités positives de l'effacement : certification d'un format de disponibilité favorable ou mise en place d'un quota ?

La mise en concurrence effacement/production avec une exigence réduite sur le nombre d'heures d'activation des capacités d'effacement permettrait à horizon 2015 l'atteinte d'un volume d'environ 4 GW à un prix d'environ 50 €/kW. Un quota spécifique d'effacement permettrait d'atteindre ce même volume de 4 GW à un prix supérieur à 100 €/kW mais avec une exigence plus élevée sur le nombre d'heures d'activation

Deux solutions ont été expérimentées dans les marchés nord-américains pour intégrer l'effacement au sein de mécanismes de capacité. La première solution consiste à mettre en concurrence les deux types de capacité sur un marché commun (certificats fongibles) mais en créant des conditions de production de ces capacités favorables pour l'effacement (nombre d'heures d'activation réduit). La deuxième solution consiste à mettre en place un quota spécifique aux capacités d'effacement. Le choix de la méthode d'intégration pourrait avoir un impact majeur sur le développement des capacités d'effacement.

En effet, dans le premier cas, la capacité totale d'effacement pouvant émerger du marché correspondrait au gisement d'effacement économiquement accessible au prix du marché, qui serait probablement de l'ordre de grandeur de la « *missing money* » soit environ 47 €/kW. Dans le cas d'une exigence de 400h/an d'activation (format du type EJP), le gisement économiquement accessible pourrait être de l'ordre de 1 à 2 GW seulement (*cas 1 sur l'illustration 5*) soit bien inférieur au gisement techniquement accessible (gisement probablement supérieur 6 GW soit la capacité totale d'effacement opérée dans les années 2000). Le niveau de développement des capacités d'effacement dépendra donc de la mise en place d'un cadre distinctif prenant en compte les spécificités de cette filière. Les deux leviers de ce cadre incitatif sont donc :

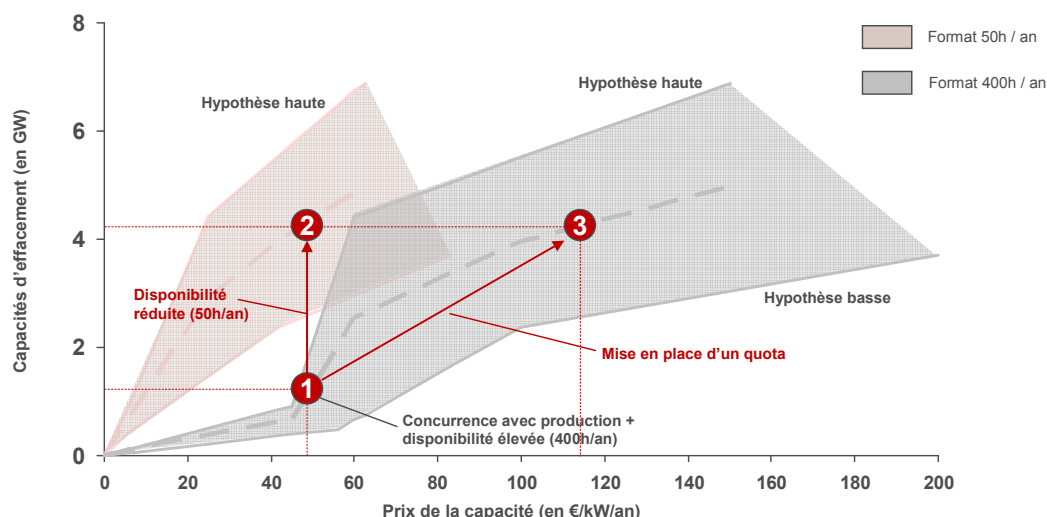
- **Une exigence réduite sur le nombre d'heures d'activation**

Le format imposé, autrement dit le nombre d'heures d'activation exigé annuellement, pourrait avoir un impact majeur sur le développement des capacités d'effacement. En effet, un nombre d'heures d'activation exigé de l'ordre de grandeur de celui en vigueur pour l'Appel d'Offres Clients Industriels (~50h/an) par rapport au format du type EJP (~400h/an) permet une réduction importante du coût d'acquisition d'un kilowatt d'effacement. Ainsi, au prix probable du marché (~47 €/kW), la mise en place d'une exigence réduite sur l'activation des capacités d'effacement permettrait d'atteindre un volume d'environ 4 GW (*cas 2 sur l'illustration 5*).

- **La mise en place d'un quota**

La mise en place d'un quota spécifique d'effacement permettrait d'imposer le volume total d'effacement désiré. En contrepartie, le prix de la capacité augmenterait probablement (par rapport au prix marché de la capacité) car il refléterait alors le coût marginal d'acquisition du kilowatt d'effacement nécessaire pour atteindre le volume ciblé. Ainsi, la mise en place d'un quota d'effacement permettrait d'atteindre un volume total de 4 GW à un prix d'environ 100 €/kW tout en gardant une exigence élevée sur le nombre d'heures d'activation des capacités

Illustration 5 : Estimation du gisement potentiel d'effacement à l'horizon 2015 en fonction du format d'effacement et du prix de la capacité



Hypothèses :

- Les coûts des capacités d'effacement sont estimées à partir du coût du fioul (pour les effacements utilisant un groupe électrogène en back up) et des tarifs EJP et Tempo. Le gisement de capacités est estimé à partir du volume d'effacement 2010 en supposant un taux de croissance annuel de 10% (taux de croissance annuel estimé des capacités d'effacement aux Etats-Unis (EPRI, « potential of Demand Response in the US to 2030 »)
- Cette estimation de gisement ne prend pas en compte la possibilité pour les « effaceurs » de réaliser une marge sur l'énergie effacée

Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

3. Mise en place d'un prix plancher ou prix de la capacité libre sur le futur marché de capacité ?

Le retour d'expérience des marchés de capacité existants montre qu'il existe un risque d'effondrement de la valeur de la capacité sur le marché, ce qui envoie un signal défavorable aux investisseurs. La mise en place d'un prix plancher permettrait d'assurer qu'une partie de la rémunération de la capacité soit sécurisée sur le futur mécanisme et ne soit pas dépendante du marché énergie : l'impact serait typiquement de 10 €/MWh sur le marché énergie

La valeur de la capacité au sein du futur mécanisme dépendra de l'équilibre offre-demande entre le volume global d'obligations d'achat des fournisseurs et l'offre disponible de capacité de production mise sur le marché. Il est donc probable que, lors d'une situation de surcapacité de production par rapport à la demande, le prix de la capacité résultant du marché soit très faible. C'est en effet la situation actuellement en cours aux Etats-Unis sur les marchés PJM et ISO New England au sein desquels le prix de la capacité se situe bien en dessous de la valeur initialement ciblée par l'opérateur du marché. Cependant, le risque d'effondrement des prix de la capacité envoie un signal défavorable aux investisseurs, en maintenant un facteur de

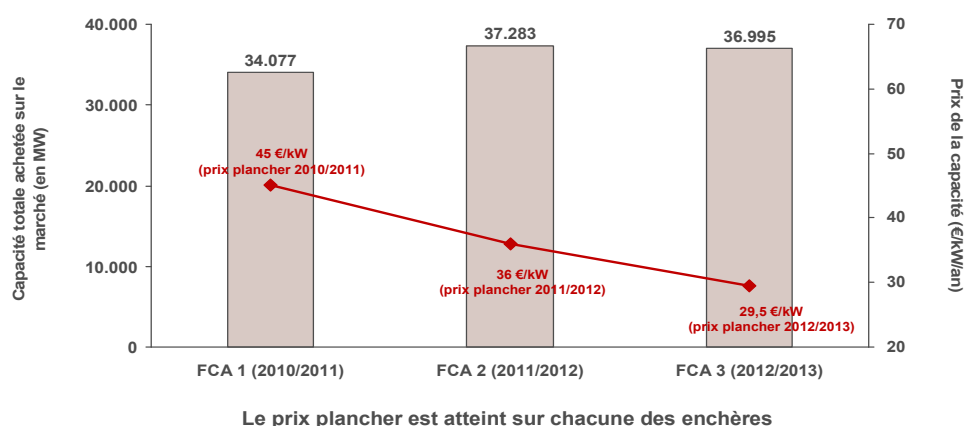
risque sur la rentabilité attendue des nouvelles capacités.

Pour se prémunir contre un effondrement de la valeur de la capacité, l'opérateur ISO NE a ainsi mis en place un système de prix plancher (l'enchère s'arrête lors de l'atteinte du prix plancher). En effet, avant la mise en place du nouveau marché de capacité, de nombreux investissements en nouvelles capacités avaient été effectués sous l'impulsion de subventions accordées par certaines régions. Le marché était donc en situation de surcapacité. Pour empêcher une chute des prix causée par des offres très basses provenant de capacité bénéficiant de subventions parallèles, un prix plancher a été mis en place (*Illustration 6*).

En cas de baisse du prix sur le marché de capacité, les producteurs ont en effet la possibilité de couvrir une partie de leurs coûts fixes sur le marché de l'énergie. La mise en place d'un prix plancher sur le marché de capacité permettrait d'assurer qu'une partie minimale du coût du capital reste sécurisée sur le marché de capacité et ne soit pas dépendante du marché de l'énergie. Un prix plancher de 0,6 fois le coût du capital d'une

centrale de pointe (prix plancher actuellement en place sur le marché ISO New England) permettrait de maintenir environ 36 €/kW de rémunération du coût du capital sur le futur mécanisme de capacité et assurerait une stabilité des prix de la capacité, donnant ainsi un signal prix attractif pour les investisseurs. Ces 36 €/kW maintenus sur le marché de capacité correspondent à un impact de 10 €/MWh sur le marché de l'énergie.

Illustration 6 : Prix réalisé de la capacité lors des trois premières enchères sur le marché ISO NE



FCA = « Forward Capacity Auction »
Source: ISO New England

4. Marché zonal ou marché national ?

Les responsables des mécanismes de capacité existants estiment que la zonalité du marché (mise en place d'obligations locales dans certaines régions critiques) est un paramètre essentiel à leur réussite. La mise en place d'obligations locales au sein du futur mécanisme français pourrait réduire le prix de la capacité à 5 €/kW/an dans les régions non contraintes. Si une approche zonale de la capacité est d'une mise en place complexe dans un marché énergie national, elle doit cependant être envisagée à moyen terme dans une approche locale de la gestion des équilibres du réseau, via le développement des « smart grids »

Dans les exemples nord-américains, la zonalité du marché de capacité (établissement d'obligations de capacité zone par zone et différenciation du coût d'un nouvel entrant zone par zone) est considérée comme un paramètre majeur de l'efficacité des marchés de capacité.

Cependant, cette régionalisation du marché entraînerait certainement une dévaluation de la valeur des capacités situées en dehors des zones critiques. Au sein du marché PJM, alors que le prix de la capacité dans les zones contraintes est du même ordre de grandeur que l'estimation de la « missing money », le prix de

la capacité dans le reste du marché non contraint est jusqu'à 10 fois inférieur (Illustration 7).

Par analogie, avec ces résultats, en cas de zonalité du marché de capacité, le prix de la capacité dans les zones non contraintes pourrait être réduit à 5 €/kW (la « missing money » étant estimée à 47 €/kW).

Néanmoins, certaines zones ont un besoin accru d'investissement en capacités de production ou d'interconnexion. C'est le cas notamment des régions Bretagne⁴ et PACA au sein desquelles la sécurité du système

4) La région Bretagne ne produit que 8% de l'électricité qu'elle consomme (Source RTE)

électrique est régulièrement menacée lors des hivers de grand froid. La mise en place d'un critère zonal sur les obligations de capacité des fournisseurs et les certificats de capacité des producteurs pourrait permettre de refléter ce besoin au sein du mécanisme de capacité et ainsi générer un signal prix adéquat et attractif pour les investisseurs. D'autre part, la zonalité du marché rendrait possible la valorisation d'une nouvelle source de « capacité » : les lignes de transport d'électricité. En effet, la mise en place de nouvelles lignes de transport (ou l'amélioration de lignes existantes) peut dans certains cas permettre d'éviter la construction de nouvelles unités de production. Dans un marché zonal, un producteur situé dans une zone non contrainte A peut donc valoriser sa capacité de production dans une zone contrainte B en combinant son offre de capacité à une capacité d'interconnexion entre A et B.

Ainsi, la valeur des capacités d'interconnexion résulte de la différence de prix de la capacité entre les zones A et B. Le prix de la capacité dans les zones contraintes pourrait alors être fixé non pas par la construction de nouveaux moyens de production mais par la valorisation de nouvelles lignes de transport THT (le coût de construction d'une ligne THT pouvant être estimé entre 0,5 et 3 €/kW/km⁵ soit entre 50 et 300 €/kW).

Ainsi, même si l'intégration de zonalité peut-être une source de complexité nuisible à la réussite à court-terme de l'implémentation du futur mécanisme français, elle apparaît essentielle à moyen terme ; cette évolution devra être étudiée en conjonction avec le développement d'autres enjeux d'optimisation du système électrique à l'échelle locale.

Illustration 7 : Résultat de l'enchère principale pour 2013/2014 zone par zone sur le marché de capacité PJM

	Rest of the Market	MAAC	EMAAC	SWMAAC	DPL South	PSG North	Pepco
<i>Estimation de la « Missing money » (en €/kW/an)</i>	97	69	79	69	79	79	69
<i>Résultats de l'enchère principale 2013/2014 (en €/kW/an)</i>	8	69	75	69	75	75	75

Note : Les zones mentionnées sont les zones contraintes créées par PJM (du fait de leur déficit en capacité de production ou capacité d'importation) et modélisées séparément lors des enchères de capacités
Source: PJM « State of the Market Report 2009 »

5. Prise en compte des capacités de production intermittente : valorisation sur la base de leur production probable ou valorisation combinée avec une capacité flexible ?

L'adaptation du modèle nord-américain d'intégration des ENR au marché de capacité permettrait aux actifs éoliens de bénéficier d'un revenu de capacités compris entre 1,5 €/kW_{nominal} et 12 €/kW_{nominal}. Cette nouvelle source de revenus pourrait représenter jusqu'à 15% du montant actuel des subventions, ce qui pourrait inviter à réviser le système de subvention. L'énergie solaire, quant-à elle, ne serait que très peu valorisée. Une offre combinée « ENR + Capacité flexible » pourrait permettre d'adresser le problème soulevé par l'intermittence des capacités renouvelables

5) D'après les plans d'investissements les plus récents de RTE en nouvelles lignes de transport (400 kV Alsace-Lorraine en 2009, 225 kV Bretagne Sud-Nord et 225 kV PACA en 2010)

La méthode de valorisation des énergies renouvelables intermittentes actuellement en place aux Etats-Unis consiste en une valorisation des capacités à hauteur de leur production effective constatée lors des pointes de consommation. Au sein du marché PJM, cela amène donc en moyenne 1 MW d'éolien à être valorisé à 0,13 MW et 1 MW de photovoltaïque à 0,38 MW, les pics de consommation étant principalement observés dans la journée en été et donc bien concordant avec le pic de production des capacités solaires.

En France, la majorité des pics de consommation ayant lieu de 18h à 20h durant l'hiver (utilisation maximale du chauffage électrique), les capacités photovoltaïques seraient donc, selon cette méthode, très peu valorisables.

La situation est différente en ce qui concerne la valorisation des capacités éoliennes. Sur l'hiver 2010/2011, le taux de charge moyen de la puissance de production éolienne s'élève à 25% alors que le taux de charge minimal moyen est de 3%. En supposant un prix de 47 €/kW sur le marché de capacité, les capacités éoliennes auraient donc bénéficié d'un revenu compris entre 1,5 €/kW nominal (valorisation des capacités à hauteur du taux de charge minimal) et 12 €/kW nominal (valorisation des capacités à hauteur du taux de charge moyen).

Prenons l'exemple d'une éolienne de 3 MW de puissance nominale. La capacité valorisable sur le marché de capacité serait de 0,75 MW⁶. La valorisation de cette capacité se serait élevée à

35 000 €⁷ sur l'année. Le montant annuel de la subvention accordée à cette éolienne au travers du tarif de rachat est d'environ 250 000 €⁸ : les revenus de capacité pourraient ainsi représenter environ 15% du montant actuel des subventions, niveau significatif invitant à revisiter le système de subvention actuellement en place.

Une valorisation à hauteur du taux de charge moyen présente tout de même un risque pour le système électrique. En effet, la production minimale constatée de l'éolien sur l'hiver 2010/2011 est de 0,06 GW (taux de charge de 1% atteint en Février). En considérant que les 5,9 GW d'éolien actuellement exploités garantissent une production de 1,5 GW à la pointe (taux de charge moyen de 25%), le système électrique pourrait connaître un déficit maximal d'environ 1,4 GW de capacité durant les heures où le facteur de charge est minimal.

Inciter les capacités renouvelables intermittentes à proposer une offre combinée à une capacité flexible pour garantir une puissance disponible fixe durant les heures de pointe permettrait de réduire ce risque. Cette capacité flexible pourrait être une unité de production, une capacité d'effacement ou encore une unité de stockage de l'électricité. En effet, cette application pourrait jouer un rôle de déclencheur au développement des capacités de stockage potentiellement valorisables sur le marché de capacité (voir l'encart sur « la valorisation des capacités de stockage au sein du futur mécanisme de capacité »).

Illustration 8 : Taux de charge constaté de la production éolienne sur l'hiver 2010/2011

	Novembre 2010	Décembre 2010	Janvier 2011	Février 2011	Moyenne sur l'hiver 2010/2011
Facteur de charge moyen (%)	25	24	29	23	25
Facteur de charge minimal (%)	4	5	3	1	3
Facteur de charge maximal (%)	77	64	74	69	71

Source/ RTE « Aperçu sur l'énergie électrique Novembre 2010, Décembre 2010, Janvier 2011, Février 2011 »

6) Hypothèse d'un facteur de charge moyen pendant les heures de pointes de 25%

7) Avec un prix de la capacité de 47 €/kW valorisé (soit ~12 €/kW nominal)

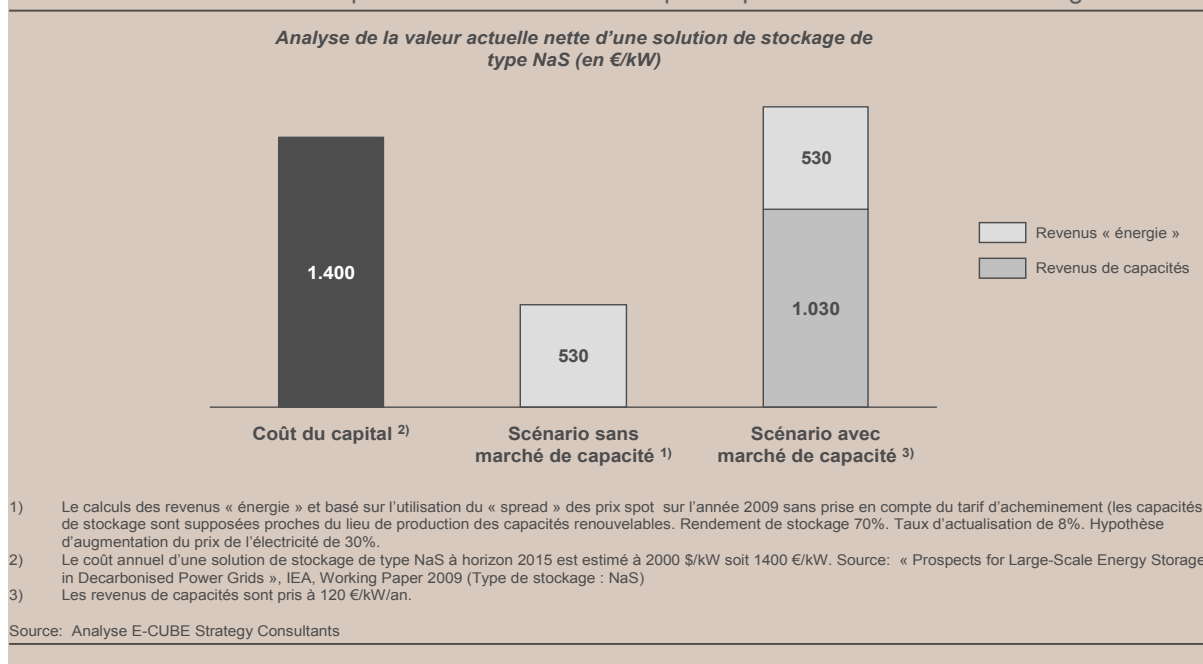
8) On suppose une production annuelle de 6500 MWh (correspondant à un taux de charge moyen de 25% pour une éolienne de 3 MW). Le tarif de rachat de l'électricité éolienne est actuellement de 80 €/MWh. La subvention accordée par MWh est donc la différence entre ce tarif de rachat et le prix de vente probable de l'électricité sans tarif de rachat supposé égal au prix de l'Arenh de 42 €/MWh. Le montant de la subvention est donc estimé à 38 €/MWh soit ~250 000 €/an

La valorisation des capacités de stockage au sein du futur mécanisme de capacité

Le stockage d'électricité, en tant que capacité participant à la gestion des pics de consommation, pourrait être valorisable au sein du futur mécanisme. Trois niveaux de rémunération différents sont envisageables : *a minima*, le stockage pourrait valoriser sa capacité nominale et participer au marché de capacité comme toute autre capacité de production. Le stockage pourrait aussi se positionner comme garant des capacités renouvelables intermittentes, captant ainsi une partie de la valeur de celles-ci. Enfin, dans le cas le plus favorable, la valeur du stockage pourrait être vue comme la différence de puissance entre la charge et la décharge, améliorant ainsi sa valorisation sur le marché.

Ce dernier niveau de valorisation (valorisation à hauteur de la différence de puissance entre charge et décharge) pourrait permettre aux capacités de stockage de bénéficier d'un revenu allant jusqu'à 120 €/kW/an⁹. Un tel niveau de rémunération de la capacité pourrait permettre de couvrir une part importante des coûts d'une solution de stockage.

Illustration 9 : Estimation du potentiel de revenus de capacité pour une solution de stockage



6. Interconnexions : prise en compte statistique ou intégration des capacités étrangères au marché français ?

La prise en compte statistique des interconnexions permettrait de réduire les obligations des fournisseurs et la facture du consommateur final d'un montant compris entre 0,5 et 1 €/MWh, transférant ainsi la valeur des capacités frontalières au marché français

En période de pointe de consommation durant l'hiver, le réseau électrique français peut s'appuyer sur la capacité d'importation permise par les infrastructures d'interconnexions avec les pays frontaliers. Le 6

Janvier 2010, la France a ainsi pu bénéficier d'une capacité totale d'importation de 7794 MW (record d'importation établi lors d'un hiver particulièrement froid). Les capacités de production frontalières participent donc bien à la

9) Cette valeur correspond à deux fois l'estimation du montant des coûts fixes d'une centrale de pointe (60 €/kW)

gestion des pointes de consommation du réseau électrique français. Pour cette raison notamment, il semble donc incontournable qu'à long terme, la question de la mise en place de mécanismes de capacité doive se poser au niveau Européen.

Dans l'attente d'un futur mécanisme aux frontières élargies, deux solutions sont envisageables quant à l'intégration des capacités d'interconnexions au sein du futur marché français. La première solution consisterait, à l'image des marchés nord-américains, à accepter la participation directe des capacités étrangères frontalières au sein du mécanisme de capacité. Ces capacités, limitées en volume par les capacités d'interconnexions existantes, seraient soumises aux mêmes règles générales que les capacités installées sur le réseau de transport français et pourraient donc bénéficier des revenus de capacité issus du marché. On peut cependant se poser la question de la valeur réelle de la garantie procurée par ces capacités. En effet, la circulation du courant dans les réseaux

électriques résulte d'un équilibre instantané entre soutirage et production. Si l'équilibre production / consommation est tendu dans le pays frontalier, les capacités ne pourront pas être disponibles en France. De ce point de vue le paiement de capacités frontalières peut être vu comme une sécurité virtuelle dépendant d'un équilibre offre demande sur les réseaux voisins non-garanti par des mécanismes de capacité. La deuxième solution consisterait en la prise en compte statistique des capacités d'interconnexions qui permettrait une diminution des obligations de capacité des fournisseurs. Cette méthode permettrait potentiellement de réduire les paiements de capacité de plus de 300 millions d'euros¹⁰ ce qui correspondrait à une réduction du prix de l'énergie comprise entre 0,5 et 1 €/ MWh pour le consommateur final. Cependant, cette solution pourrait être vue en miroir de la précédente comme une appropriation interne de la valeur des capacités externes disponibles.

7. Intégration des capacités d'effacement EJP et Tempo dans le dispositif : mise en place d'un cadre distinctif ou mise en concurrence avec les capacités de production ?

Les capacités d'effacement issues des tarifs EJP et Tempo pourraient ne pas être compétitives par rapport aux moyens de production. Un souhait du maintien de ces capacités d'effacement du fait des externalités positives qu'elles génèrent pourraient pousser la collectivité à mettre en place un cadre distinct pour les tarifs EJP et Tempo au sein du futur mécanisme

En 2009, la capacité d'effacement représentée par les incitations tarifaires EJP et Tempo était d'environ 2,3 GW¹¹. Ce gisement de capacité représente une part importante des capacités d'effacement existantes à l'heure actuelle et potentiellement valorisables sur le futur mécanisme de capacité. Cependant, le coût implicite d'un kilowatt d'effacement issu de tarifs EJP et Tempo est de l'ordre de respectivement 60 à 100 €/kW (pour un client industriel au tarif EJP) et 150 à 200 €/kW (pour un client résidentiel au tarif Tempo)

(Illustration 10). Ce coût est supérieur au coût du capital d'une centrale d'extrême pointe estimé à 60 €/kW¹².

Les capacités d'effacement issues des tarifs EJP et Tempo pourrait ne pas être compétitives par rapport aux moyens de production. Vouloir maintenir ces capacités d'effacement en raison des bénéfices que la collectivité en retire (valeur d'opportunité, économie en émission carbone...) pourraient la pousser à mettre en place un cadre distinct pour les tarifs EJP et

10) Hypothèse de 7 GW de capacités d'interconnexions valorisées à 47 €/kW

11) EDF, Groupe de Travail « Maitrise de la Pointe », Atelier 6, « Les effacements développés par EDF », 13 Janvier 2010

12) Rapport Sido-Poignant « groupe de travail sur la maitrise de la pointe électrique »

Tempo au sein du futur mécanisme. Ce cadre distinctif pourrait prendre deux formes :

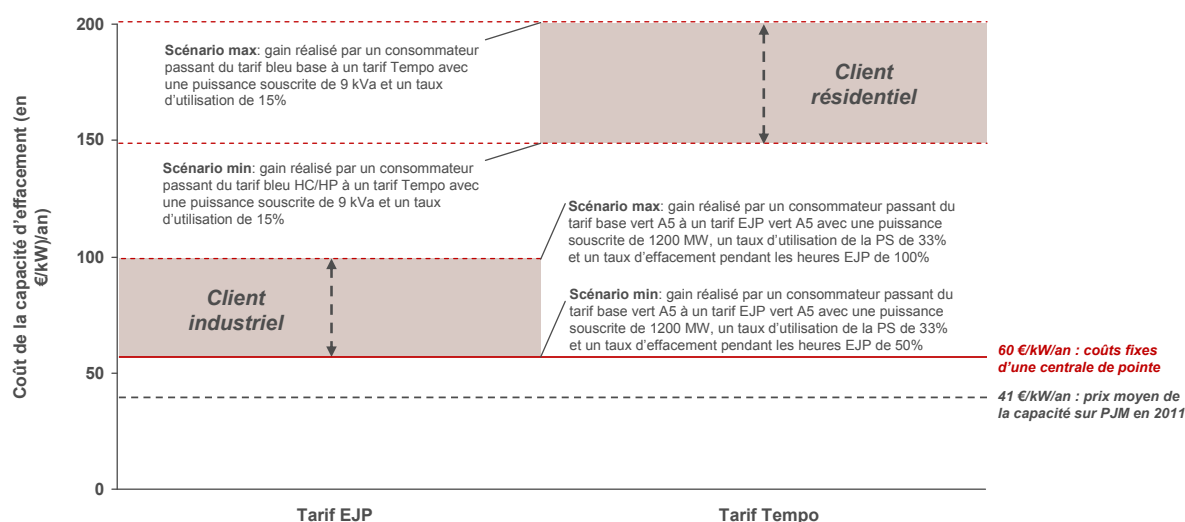
- **une intégration du côté « offre »**

Les capacités d'effacement issues des incitations tarifaires EJP et Tempo pourraient être intégrées au mécanisme de capacité au même titre que les capacités d'effacement classiques (délestage) et bénéficier du cadre spécifique mis en place pour ces capacités.

- **une intégration du côté « demande »**

Les tarifs EJP et Tempo permettent de réduire la puissance appelée par les clients lors des jours de pointe de consommation. Les capacités d'effacement issues de ces tarifs pourraient donc être intégrées du côté « demande » de capacité en réduisant le volume global d'obligations de capacité de l'opérateur historique, puisque ce volume est censé être déterminé, pour chaque fournisseur, à partir de la contribution de son parc de clients aux pics de consommation annuels.

Illustration 10 : Coûts estimés d'un kilowatt d'effacement issu des tarifs EJP et Tempo



Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

A propos des auteurs

Alexandre Hoffer et **Nicolas Charton**, tous deux consultants au sein du bureau parisien d'E-CUBE Strategy Consultants.

Pour plus d'information sur l'étude, vous pouvez les contacter par email à e3@e-cube.com

PARIS – MUNICH – CHENNAI – HONK KONG – SAO PAULO



www.e-cube.com

350 rue Saint-Honoré,
75001 Paris
FRANCE
+33 (0)1 83 95 46 80

b | c a | m
Kunstmann Straße 5
80997 München
Germany

Plot 64, 2nd link street,
Nehru Nagar, O.M.Road,
Thiruvanniyur
Chennai – 600 041 INDE
+91 (0) 98 4033 1364

Unit 1305, Tower II, Metroplaza,
23 Hing Fong Road, Kwai Fong,
N.T.Hong Kong, CHINE
+85 2 8127 7577 (HK)
+86 1521 8869 869 (CN)

Crescendo Consultoria
Rua Funchal 418
35e andar - Vila Olimpia
04551-060 São Paulo - SP
BRESIL