

# **L'obligation décentralisée de capacité, le meilleur mécanisme de capacité dans le contexte du régime de la NOME**

**Dominique FINON**

(Directeur de recherche CNRS, CIRED)

Octobre 2011

A l'issue d'une concertation entre les différents acteurs du marché de l'électricité, RTE a fait début octobre une proposition d'organisation du mécanisme de capacité prévu par la loi NOME sur la nouvelle organisation du marché électrique. La proposition de RTE consiste à mettre en place une obligation de capacité sur les fournisseurs pour contribuer à la sécurité de fourniture à long terme. Cette obligation consiste à les obliger à détenir des certificats de capacité à hauteur des besoins de leur portefeuille clients augmentée d'une marge de réserve calculée par rapport à l'ensemble du système. Un marché d'échanges de crédit sera mis en place à côté, essentiellement pour les ajustements entre les fournisseurs courts et ceux longs en capacité

La proposition faite par RTE d'une obligation décentralisée de capacité ne semble pas rencontrer l'accord d'une partie des partenaires de la concertation organisée autour de la préparation de cette proposition. Beaucoup sont fascinés par les mécanismes nord-américains très directifs d'enchères centralisées qui ont l'avantage de sécuriser des investissements en unités de pointe et en programmes d'effacement. Les critiques pleuvent sur le dispositif d'obligation décentralisée : elle remplirait moins efficacement les objectifs d'adéquation de capacité ; la décentralisation de la responsabilité de la sécurité de fourniture sur chacun des fournisseurs en fonction de leurs portefeuille-clients ne garantirait pas le même résultat que le mécanisme centralisé ; le résultat serait sous-optimal et du coup plus coûteux pour le client final.

Dans un premier temps on explicitera les caractères et les modes de fonctionnement respectif du mécanisme d'enchère centralisé et de l'obligation décentralisée. Dans un deuxième temps nous précisons les critiques principales du dispositif de l'obligation décentralisée de capacité<sup>1</sup>, qui se réfèrent constamment au dispositif centralisé d'enchères. Dans un troisième temps nous montrons que le mécanisme proposé est aussi efficace pour atteindre l'objectif de sécurité de fourniture. Dans un quatrième temps on montre que, de par l'intégration verticale et la concurrence intense très particulière résultant de la loi NOME, la valeur des certificats transmis aux consommateurs du segment non régulé sera très faible, et n'intègrera pas de rentes, mais seulement les coûts stricts de respect de l'obligation, comme le fera par ailleurs le régulateur lors de la définition des tarifs.

## **1. Les caractères principaux des deux mécanismes de capacité en concurrence**

On détaillera successivement le mécanisme centralisé d'enchères et l'obligation décentralisée

- **Le mécanisme centralisé d'enchères**

Le mécanisme centralisé d'enchères qui s'inspire de mécanismes complexes mis en œuvre aux Etats-Unis ferait assumer directement par le GRT l'ensemble de l'obligation.

- Le GRT détermine à l'avance (mettons à 4 ans) le besoin total de capacité en définissant le niveau de sûreté du système (notamment en prenant en compte les impacts du

---

<sup>1</sup> On se référera plus particulièrement aux critiques de l'Union française d'Electricité UFE. *Remarques et propositions des producteurs et des fournisseurs sur le rapport RTE sur la mise en place du Mécanisme d'obligation de capacité*. Août 2011.

développement de l'éolien et en défalquant les marges de réserve que peut apporter l'intégration des systèmes).

- Il est acheteur unique en définissant l'année N le volume des crédits nécessaire à l'horizon N+4 (ce qui permet de prendre en compte les délais d'installation) et il lance à cette fin un appel d'offres l'année N afin de pouvoir acheter des crédits à hauteur de la prescription globale.
- Il contracte directement avec les détenteurs de capacité ou de contrats d'effacement après sélection par enchères, la contractualisation prévoyant une pénalisation en cas de non disponibilité de l'équipement considéré.
- Des enchères secondaires peuvent être organisées entre N-4 et N pour ajuster les besoins du GRT en garanties de capacité<sup>2</sup>, et éventuellement permettre la mise en œuvre d'opérations plus flexibles, comme les programmes d'effacement contractualisés.
- Les crédits de capacité peuvent être structurés de telle sorte que soit garanti un recouvrement des coûts fixes pour le neuf (par exemple avec un engagement de stabilité du prix du certificat sur 5 ans à partir du démarrage).
- En N+4 il y a une simple répercussion du coût de l'ensemble des contrats sur les fournisseurs au prorata de leur parts de marché, qui à leur tour le répercutent sur leurs clients. Les fournisseurs n'ont donc aucune responsabilisation par rapport à la forme de la charge annuelle de leur portefeuille-clients et des aléas portant dessus.

On notera que tous les équipements sont contractualisés et reçoivent à ce titre la même rémunération pour leur garantie de disponibilité que ce soit les équipements neufs, notamment ceux dont la décision d'investir a pu être déclenchée par le mécanisme, ou des équipements en place au début du dispositif.

- **L'obligation décentralisée de capacité**

Ce dispositif ne fait pas assumer la même responsabilité au GRT car il reporte la responsabilité de l'adéquation de capacité sur chaque fournisseur en fonction de ce pourquoi leur portefeuille-clients est responsable en termes de besoin de capacité de réserve au niveau de l'ensemble du système.

- Le GRT définit 3 ou 4 ans à l'avance le montant de la marge de réserve que chaque fournisseur devra assurer dans le montant de certificats de capacité qu'il devra acquérir d'ici la date de livraison (c'est-à-dire l'année du certificat millésimé). On retrouve ici un facteur d'anticipation pour les investisseurs en unité de pointe ou en programme d'effacement, mais qui est sans doute moins puissant que dans le cas du mécanisme centralisé.
- Le GRT certifiera à l'avance toutes les unités de production (en surveillant les mises sous cocon stratégiques possibles) en fonction de la garantie de disponibilité possible pour le type d'équipement, ainsi que les programmes d'effacement ; la certification qui vaut engagement à garantir la disponibilité de l'équipement s'accompagne d'une pénalité à verser en cas de défaillance en pointe (contrôlée ex post). Pour assouplir un peu l'exigence de l'engagement à la disponibilité un producteur qui a plusieurs équipements aura un périmètre de responsabilité de capacité pour jouer des aléas.
- L'obligation mise sur les fournisseurs s'accompagne d'une pénalité calculée en référence au coût d'investissement annualisé en unité de pointe
- La responsabilisation du fournisseur (qui encore une fois ne se retrouve pas dans le mécanisme centralisé) permet de différencier l'obligation en fonction de leur responsabilité dans l'importance de l'aléa de pointe en fixant l'obligation par rapport à leur charge pour une « température de référence » très basse. Les fournisseurs avec un portefeuille

---

<sup>2</sup> La première session d'enchères ne couvre pas tous les besoins de capacité anticipables ou anticipés à 4 ans par le GRT.

thermosensible seront donc incités à agir sur la consommation de puissance de leurs clients par des contrats d'effacement ou en leur envoyant un signal tarifaire très élevé en extrême pointe (l'incitation à investir dans les programmes d'effacement par les fournisseurs n'est pas aussi directe dans le mécanisme centralisé)

- Ils acquerront progressivement les certificats en vue de la date de livraison selon trois sources d'acquisition de certificats pour les fournisseurs (voir figure 1 plus bas) : l'auto-provisionnement (qui sera la source archi-dominante dans le contexte très verticalisé du secteur électrique français), les contrats bilatéraux entre fournisseurs longs et fournisseurs courts en capacité certifiée et enfin les achats à terme ou spot sur le marché organisé. Les formes d'organisation industrielle déterminent donc la place du marché organisé dans le mode de fonctionnement de ce type de mécanisme de capacité, ici en réduisant les échanges potentiels dans l'idéal à ce que pourrait être la croissance annuelle des besoins de puissance de pointe si toutes les entreprises au départ sont totalement verticales et si ensuite elles ne cherchent pas systématiquement à suivre la croissance de leurs besoins de certificats par l'investissement en unités propres.
- Comme rien ne peut être simple du fait du régime NOME, on doit souligner que les droits de tirage ARENH sur la production du nucléaire existant achetés par les fournisseurs alternatifs (qui vont assurer environ 80% de l'approvisionnement en énergie de ceux-ci), incluent les certificats de capacité associés aux MW nucléaires correspondants.
- Le marché organisé pourra être ouvert en quasi-continu avec plusieurs sessions avant la dernière qui aura principalement une fonction d'ajustement (voir figure 1). L'offre et la demande lors de la dernière session risquant d'être inélastique en période de tension sur les capacités du système, le prix aura une variabilité brutale entre 0 et la pénalité du fournisseur (par exemple 60€/kW). Afin d'éviter cette variabilité brutale, la pénalité est définie entre ces deux limites selon une fonction de la marge de réserve du système au moment de la date de livraison.
- Le dispositif ne démarrera complètement que vers 2015, les 3 années de transition devant être focalisées sur le développement des programmes d'effacement par appel d'offres menés par RTE, pour amorcer les apprentissages et les constitutions de compétences autour de cette innovation.

## **2. Les critiques principales adressées à l'obligation décentralisée à l'aune des avantages idéalisés du mécanisme centralisé**

L'obligation décentralisée présenterait les défauts principaux suivants selon les commentaires de l'UFE:

- Elle ne permettrait pas de garantir la sécurité du système à long terme que l'on recherche, et ce du fait de la dépendance des décisions décentralisées des agents qui gardent une part d'incertain du fait des risques créés par le mécanisme (sous-entendu : alors que ce serait le cas du dispositif centralisé de l'enchère où le cadre transactionnel est suffisamment clair et les engagements suffisamment stables pour faciliter les décisions d'investissement).
- Le dispositif ne permet pas de créer un marché liquide et transparent et partant, de donner un signal clair aux investisseurs (sous-entendu : ce qui est le cas de l'enchère centralisée où peuvent se confronter la demande totale de certificats avec les différentes offres de certificats de capacités par les producteurs).
- A l'intérieur de ce problème, la dissymétrie entre les options de production (unités de pointe) et les options d'effacement en terme de délais d'installation et de coûts fixes contraindrait un peu plus l'efficacité de marché (sous-entendu : ce que permet les enchères à quatre ans et les sessions d'enchères à l'approche de la date de livraison).

- Le système proposé ne permettrait pas des décisions d'investissement efficaces et bien adaptées et conduirait au sous-optimum en pointe, parce qu'il ne conduit pas à la flexibilité des stratégies des fournisseurs et des producteurs. (Sous-entendu : tandis que le mécanisme d'enchères permet des adaptations successives jusqu'au moment de la livraison). Concernant l'ODC on comprend que les petits comme les gros fournisseurs auront des difficultés à assumer leur obligation et qu'au bout du compte, il y a vraiment risque à rater l'objectif d'adéquation de capacité et sécurité de fourniture.
- Pour ces raisons « le système proposé ne garantit pas d'atteindre l'objectif (de sécurité) au moindre coût pour le client final » (p.2).

Par la suite on discutera dans un premier temps ces arguments et cette conclusion (§3). Puis, dans un second temps, on déplacera le débat sur l'avantage réel de réduction de coût pour le consommateur final qui est présenté par le dispositif proposé dans le contexte très particulier de la concurrence résultant du régime NOME par rapport à ce que donnerait le mécanisme d'enchères centralisé dans ce même régime (§4). Seuls les coûts réels d'acquisition de crédits par les fournisseurs qui sont tous très fortement verticalisés seront transmis dans les prix finaux offerts aux clients avec le dispositif NOME proposé. C'est à l'opposé du dispositif centralisé d'enchères dans lesquels tous les certificats acquis par le GRT pour les fournisseurs ont un coût d'acquisition (qui est le prix de l'enchère), ce qui conduit les fournisseurs à faire payer tous les certificats au prix de l'enchère aux clients finaux.

### **3. L'argument de moindre efficience économique du dispositif de l'obligation décentralisée pour atteindre l'objectif de sécurité**

La critique sur les points clés de l'objectif de sécurité d'approvisionnement et de la qualité du signal-prix pour déclencher les bonnes décisions se réfère de façon permanente au marché qui devrait être le trait dominant d'un mécanisme de capacité pour magnifier le rôle que devrait avoir le prix du marché de capacité en tant que signal pour l'investissement (plus précisément en tant qu'incitation complémentaires pour déclencher des décisions de création d'unités de pointe). En même temps on magnifie le rôle du GRT planificateur qui définit la prescription pour l'ensemble du système et qui a la possibilité de l'adapter en vue de la date de livraison, et qui contracte avec les producteurs ou les futurs producteurs au nom des fournisseurs. Cette référence qui permet de critiquer l'obligation décentralisée et les défauts du marché qui lui est associé est déjà en soi contradictoire avec cette critique pour deux raisons : 1/ ce « marché pour des contrats » est en fait un « mécanisme » de marché pour satisfaire la demande de crédits du GRT et ce n'est donc pas un marché où se confrontent des offres et des demandes entre agents décentralisés ; 2/ ce mécanisme est dominé par la planification du GRT.

Sur le rôle du marché et du signal-prix dans l'obligation décentralisée sans passage obligatoire par le marché organisé, l'identification des limites du rôle de ce marché organisé qui est identifié dans les commentaires de l'UFE ne met absolument pas en question l'efficience sociale du dispositif.

- **L'absence de liquidité et l'opacité ne sont pas un problème**

L'étroitesse du marché organisé et son peu de liquidité tient à l'importance de l'intégration verticale de tous les concurrents renforcée par l'attribution des ARENH aux fournisseurs alternatifs et des choix qui seront faits par les fournisseurs intégrés pour se fournir en interne en nouveaux crédits de capacité des unités de pointe ou des programmes de gestion de la demande. Un certain nombre de contrats bilatéraux sur de petits volumes existeront sans doute à la marge, notamment sur des crédits venant d'agrégateurs d'effacement. Et la dernière session du marché d'un crédit millésimé à la fin des 3 ou 4 sessions successives sera essentiellement un marché d'ajustement. On ajoutera que, plutôt que la faible liquidité du marché, le problème principal du prix du marché lors de sa dernière session est celui de la variabilité brutale du prix entre 0 et le niveau de la pénalité du fait l'inélasticité de l'offre et de la demande en période de tension. On notera qu'on remédie en partie à ce problème

dans le dispositif proposé par une pénalité qui sera fonction de la situation générale du système, et dont on peut donc anticiper la valeur qu'elle prendra après la date de livraison puisque cette fonction sera connue et que l'information sur l'état du système sera régulièrement donnée par RTE. Dans tous les cas ce ne sont pas les prix anticipés du marché organisé qui vont jouer le rôle de signal pour le déclenchement de décisions d'investissement d'un fournisseur, mais l'évolution de son portefeuille-clients d'un côté et la pénalité dans le contexte de l'état du système annoncé par RTE à l'avance de l'autre côté.

L'absence de transparence du marché d'ensemble à côté de l'illiquidité du marché organisé, qui est aussi souligné par l'UFE n'est pas non plus un élément qui condamne le dispositif à l'inefficience pour quatre raisons. 1/ La transparence totale des transactions sur les marchés d'un produit n'est pas gage d'exercice de pouvoir de marché, l'opacité pouvant même plutôt servir la limitation du risque de pouvoir de marché, comme le montrent en Grande Bretagne les arguments mis en avant par le régulateur pour le passage en 2001 du pool obligatoire (très transparent) au NETA (marché facultatif centré sur des plateformes d'échanges et un mécanisme en Grande Bretagne). La relation entre l'opacité du marché du fait de l'importance des contrats OTC et son efficacité est démontrée économétriquement dans le cas du marché électrique, dès lors que le marché organisé est intrinsèquement illiquide<sup>3</sup>. 2/ La fonction du marché organisé est d'abord une fonction d'ajustement pour les fournisseurs (presque tous complètement intégrés par ailleurs), ce qui doit conduire à ne pas voir le prix de ce marché comme un prix de référence, et donc minimise le problème que poserait son illiquidité. 3/ Le principe majeur du dispositif dans le contexte très verticalisé du secteur électrique français est l'obligation et non pas le marché qui est essentiellement un marché d'ajustement, ce qui conduit à ne pas surestimer les problèmes que pourront se poser les traders. Regardons plus en détail ce point fondamental.

- **L'asymétrie entre les deux options d'investir en unité de production ou en programme de gestion de la demande**

Le marché ne permettrait donc pas de mettre sur le même plan les actions sur les capacités et celles sur la demande (les effacements) dans la mesure où les décisions ont des horizons suffisants, ce qui ne permettrait pas un fonctionnement efficient du marché d'un certificat millésimé. « Pour pouvoir arbitrer économiquement entre les différents leviers (production, effacement) susceptibles d'assurer la sécurité d'approvisionnement, il faut pouvoir comparer ce qui peut être mis en œuvre avec un même degré d'anticipation (au moins 4 ans, en deçà les nouveaux projets ne peuvent être développés) » (p.2-3).

Le dispositif ne définissant pas de prescription 4 ans à l'avance, on peut interpréter le problème en considérant que l'investissement dans un programme d'effacement bénéficiera d'une valeur d'option par rapport à une nouvelle unité de pointe. On mobilisera cette option plutôt que l'autre, non pas tant en relation à ses coûts moindres, mais plutôt en relation avec sa flexibilité de mise en œuvre. Mais on peut faire trois observations qui relativisent le problème

1. L'économie des deux options va se modifier progressivement en rétablissant l'équilibre entre action de gestion de pointe et investissement en unité de pointe. Le gisement potentiel des effacements ou des programmes de tarification dynamique est épuisable (on prévoit une accessibilité raisonnable à 10 GW environ) et il sera accessible à des coûts progressivement croissants. Or ce potentiel va être le premier à être exploité pendant la phase de trois ans

---

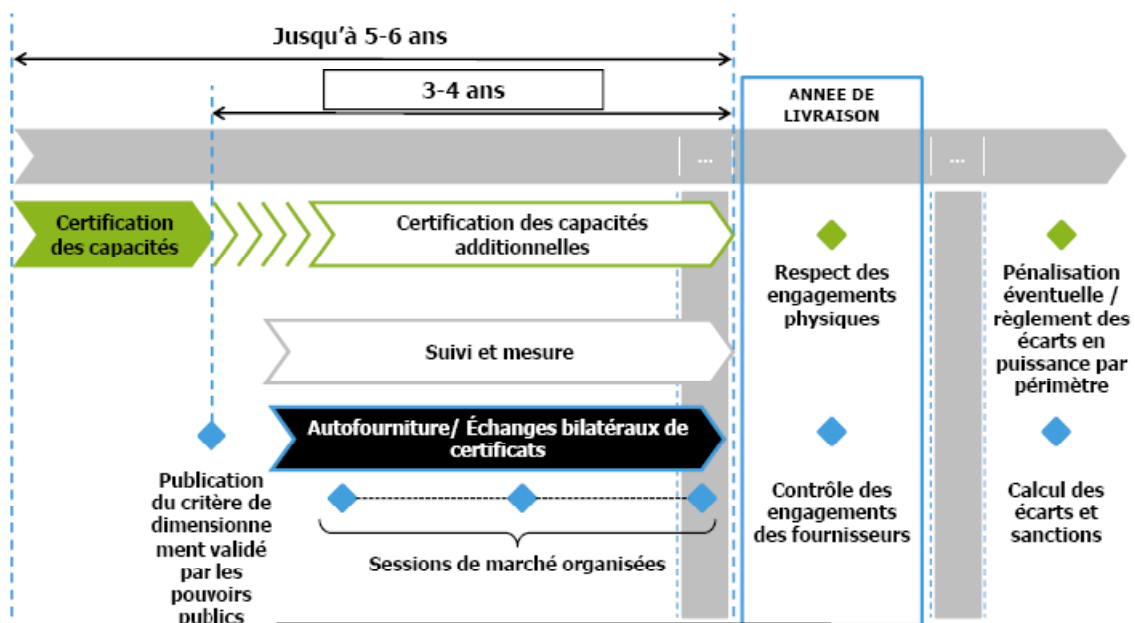
<sup>3</sup> Christian Growitsch, Rabindra Nepal, "Efficiency of the German electricity wholesale market: analysis and policy implications". *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 19, n° 4, p. 553–568, May 2009

précédant l'installation du dispositif complet couvrant production et effacement. Le potentiel accessible économiquement sera donc déjà entamé à ce moment. Les fournisseurs obligés feront donc l'arbitrage entre les deux options sur des bases où les coûts et les contraintes de mise en œuvre se seront de facto rapprochés.

2. S'il est certain qu'en termes de gestion de risque, les deux options ont des profils différents, on peut présumer que l'intégration verticale des fournisseurs conduira à un arbitrage équilibré entre les deux options, en tenant compte du petit commerce de certificats qui se développera avec des agrégateurs travaillant sur le segment industriel ou sur le gisement diffus.
3. C'est vrai que le fonctionnement sera différent de celui du mécanisme d'enchères qui mettrait sur le même pied les deux options lors des enchères à 4 ans ou lors des années intermédiaires. Mais le recours privilégié aux programmes de gestion de la pointe au détriment de l'investissement en unité de pointe au début de l'obligation est parfaitement cohérent avec les buts du dispositif. Cette configuration des choix est sans doute aussi efficient économiquement que la mise sur le même pied des deux options dans le mécanisme d'enchères en N-4.

- **Le principe de l'obligation domine le principe du marché dans le dispositif**

Du fait de la focalisation exagérée sur le rôle du marché et du signal-prix dans les décisions d'investissement de la part de cette critique, Elle oublie deux points essentiels qui, dans l'économie réelle, conditionnent le fonctionnement d'un marché sur le long terme pour le déclenchement de décisions d'investissement: les processus informationnels sur les fondamentaux et les stratégies des concurrentes d'une part, et les formes d'organisation industrielle qui facilitent plus ou moins la gestion des risques associés à tout investissement (ici ceux qui seront déclenchés par l'obligation d'autre part).



**Figure 1. Le processus informationnel associé au marché d'un certificat millésimé**

Source : RTE, Mécanisme de capacité : Synthèse des préconisations de RTE, 7 juillet 2011

i/ Les décisions d'investissement dans des firmes en concurrence sur un marché de commodités ne résultent pas seulement du signal-prix, mais d'anticipations de revenus qui

vont être liées au processus informationnel sur les fondamentaux du marché et les projets d'investissement des autres firmes. C'est en tout cas ainsi que les décisions d'investissement en unités de production se déclenchent sur le marché de l'énergie<sup>4</sup>. *Le processus informationnel inhérent au dispositif et animé par RTE jouera un rôle fondamental* : au cours du processus séquentiel de 3-4 ans associé à chaque millésime de certificats, RTE informera d'abord sur la prescription de marge de réserve du système à 3-4 ans, puis régulièrement sur l'évolution des certificats enregistrés pour l'année de livraison, ce qui informera les acteurs lors de l'ouverture régulière des sessions du marché d'un crédit millésimé, notamment lors la dernière session qui a une fonction d'ajustement. En parallèle la publication annuelle du bilan prévisionnel par RTE complète l'ensemble des informations sur l'état du système. Cette information contribuera à enclencher (ou à retarder) des investissements en unité de pointe ou programme d'effacement.

ii/ *les structures industrielles caractérisées par une forte intégration verticale* vont limiter l'aversion au risque des fournisseurs dans leur comportement de gestion de risque, ce qui peut faciliter des décisions décentralisées faites au bon moment et qui convergeront pour permettre au système d'atteindre le niveau de sécurité de fourniture.

Au-delà de cette focalisation sur le marché, la critique de l'UFE occulte le fait

i/ que le principe dominant du dispositif n'est pas le marché, mais l'obligation (crédibilisée par une pénalité) qui porte sur des fournisseurs en très grande partie intégrés, le marché ayant surtout pour fonction de permettre des ajustements,

ii/ que la pénalité joue le rôle du signal-prix, la perspective de devoir la payer en cas de non-respect d'une partie de l'obligation étant la vraie incitation à investir si on anticipe une augmentation de ses besoins de crédit à la suite de la croissance de son portefeuille clients. La pénalité joue un véritable rôle de prix de référence, comme le prix sur un marché concurrentiel où tous les agents sont *price-takers*. C'est ce prix qui conduira au déclenchement de décisions d'investissement s'ils sont un peu courts en crédits de capacité. De plus cette incitation par la pénalité est d'autant plus forte à l'approche de situation tendue pour le système que dans le dispositif proposé par le rapport RTE, la pénalité est fonction des marges de réserve du système.

Enfin la critique de l'UFE sur l'efficacité du dispositif à atteindre l'objectif de sécurité ne mentionne pas une particularité des objectifs du dispositif français qui est la priorité accordée à la correction des effets de l'aléa de thermosensibilité de la charge dû au développement du chauffage électrique et qui conduit à préférer une obligation qui responsabilise les fournisseurs par rapport à leur portefeuille-clients. Ceci se traduit par une double incitation pour les fournisseurs ayant une forte clientèle résidentielle au chauffage électrique : l'obligation elle-même et la définition particulière de l'obligation par rapport à ce dont leur portefeuille-clients est responsable en se référant à une situation de température très basse (ce qui les oblige à se couvrir en crédits de capacité face au

---

<sup>4</sup> Les décisions d'investissement par les producteurs dans un marché de l'énergie sont liées à leurs stratégies de conquête de part de marché en aval en tant que fournisseurs, aux informations connues sur les projets d'investissement des autres acteurs anticipation, ainsi qu'à celles sur la croissance du marché total et des besoins de nouvelles capacités dans le parc d'ensemble (du type celles effectuées par RTE avec la publication annuelle du bilan prévisionnel et qui alimente l'exercice régulier de la PPI en France, et par GC avec le 5-Year Statement au Royaume uni) qui déterminent des anticipations de prix horaires. On est bien dans des stratégies d'investissement déterminées principalement par des informations sur des quantités, les prix étant trop variables et incertains).

risque de manque de crédit si survient une année froide)<sup>5</sup>. De façon logique les fournisseurs vont recourir à des programmes de gestion de la charge, et ce d'autant plus qu'ils sont moins coûteux, plus divisibles et aussi plus rapides à mettre en œuvre qu'une nouvelle unité de pointe.

Du fait du processus informationnel et du fait des possibilités de jouer de ces programmes de gestion de la charge plus flexibles pour leur mise œuvre (ou à l'inverse de la possibilité de retarder des décisions d'investissement), il peut y avoir une adaptation des décisions des agents au fur et à mesure de l'approche de la date de livraison. Ce processus évolutif devrait conduire à un parc adapté au besoin de marges de réserve. Certes la probabilité d'inadaptation et de sous-optimisation du parc peut sembler un peu plus forte qu'avec le mécanisme d'enchères centralisées que prône l'UFE qui est fondé sur un pilotage strict du GRT (ou d'une agence qui serait responsable de la planification, de l'enchère et des engagements contractuels). Mais il y a tout lieu de ne pas exagérer ce risque et le coût d'une inadaptation relative, surtout quand cela conduit à conclure, comme le fait la note de l'UFE, que « *le système proposé ne garantit pas d'atteindre l'objectif (de sécurité) au moindre coût pour le client final* ». Ce ne doit pas être sur ce plan que se juge le dispositif au regard du critère de coût pour le client final. C'est sur la façon dont les fournisseurs transféreront la valeur des certificats dans leur offre de prix à leurs clients, sur ce qu'ils feront vraiment payer aux consommateurs.

#### **4. Un avantage important de l'obligation décentralisée dans le contexte de la concurrence très particulière initiée par NOME : un coût très limité pour le client final<sup>6</sup>**

En dehors des mécanismes ciblés sur les unités de pointe, tous les mécanismes de capacité couvrent tous les équipements, neufs ou existants, qui contribuent à l'adéquation de capacité et à la garantie de disponibilité du système. Elle leur donne une valeur supplémentaire, soit directement dans le dispositif de paiement de capacité, soit par la création de droits de propriété par l'obligation de certificats de capacité. Elles constituent une rente pour les équipements qui existent au moment de l'installation du dispositif. Cette valeur doit en principe se refléter dans les prix de contrats de vente d'électricité offerts par les fournisseurs. Le coût supplémentaire qui doit s'en suivre pour les consommateurs peut être élevé dans les mécanismes couvrant tous les équipements<sup>7</sup>.

Dans les débats courant sur les mécanismes centralisés, on s'est beaucoup moins intéressé à cette question de la rente de l'existant alors qu'elle pose un vrai problème dans les systèmes matures, qu'à celle du double paiement des équipements neufs ou existants qui reçoivent à la fois la rente de rareté sur le marché de l'énergie en extrême pointe et la rémunération du marché de capacité. On aime mettre ainsi en avant que, dans un dispositif tel que celui du PJM, il y a une règle qui permet au régulateur de soustraire la rente de rareté dont bénéficieraient les unités de pointe en extrême pointe des revenus tirés des contrats annuels de capacité (au prix d'ailleurs d'une forte régulation fortement intrusive). On va voir que, dans l'obligation décentralisée, les valeurs des certificats

---

<sup>5</sup> La gestion directe par les fournisseurs de leur responsabilité dans l'aléa de thermosensibilité, qui est à l'heure actuelle responsable de la majorité des besoins supplémentaire de marge de réserve ne peut qu'avoir des effets d'efficacité à long terme (signaux envoyés aux clients, incitation supplémentaire à développer des effacements, etc.).

<sup>6</sup> On a développé ce point dans la note de travail intitulée « La limitation du coût de l'obligation décentralisée de capacité pour les consommateurs : Un effet de la concurrence très spécifique résultant de la régulation NOME », CIRED, 15 septembre 2005.

<sup>7</sup> Dans le mécanisme d'enchères centralisées du PJM, il correspond en 2008 à 19% des dépenses (7 milliards de \$ sur un total de 34 milliards de \$ en 2008) (PJM, State of the Market Report for PJM 2009, Monitoring Analytics, LLC) et dans le dispositif du New England 14% sur les 57 \$/MWh 2009 et en 2010 9% sur les 65 \$/MWh en 2010 (ISO New England, Annual markets report 2010).



transmises aux clients finals sont au total très faibles, ce qui minimise très fortement le problème du double paiement.

- **La logique économique commanderait un alignement de la valeur de tous les certificats sur le prix du marché**

En principe les structures industrielles sont neutres dans ce transfert de la valeur des certificats d'un fournisseur dans les prix aval. En bonne logique économique, la valorisation de l'ensemble des certificats de capacité devrait en première approche être uniforme, qu'ils viennent de l'existant ou du neuf, qu'ils soient échangés au sein d'une firme verticale, par des contrats de long terme ou par le marché organisé.

Ceux qui ont suffisamment de capacités certifiées vont forcément se référer au prix du marché (à terme) pour vendre leur surplus par contrat ou sur le marché organisé. Ils seront portés de façon naturelle à aligner le prix de cession des certificats transmis en interne sur cette même valeur. Les certificats internes associés aux équipements neufs ou aux programmes d'effacement qui seront dégagés de l'auto-provisionnement ne peuvent pas échapper à cette logique de convergence du prix de cession interne et du prix du marché lors de la définition de leurs prix de détail respectifs par les fournisseurs « obligés ». D'autres facteurs jouent dans le même sens de l'alignement sur le prix du marché. Les fournisseurs qui ont suffisamment de capacités certifiées vont forcément se référer au prix du marché (à terme) pour vendre leur surplus par contrat ou sur le marché organisé. Ils seront portés de façon naturelle à aligner le prix de cession des certificats transmis en interne sur cette même valeur. Dans ce contexte « normal » les certificats internes associés aux équipements neufs ou aux programmes d'effacement qui seront dégagés de l'auto-provisionnement ne peuvent pas échapper à cette logique de convergence du prix de cession interne et du prix du marché lors de la définition de leurs prix de détail respectifs par les fournisseurs « obligés ».

Toutefois la logique économique ne conduit pas aussi directement à ce résultat. Comme dans toute industrie à plusieurs niveaux de marché, la valorisation des certificats en amont résultera d'abord de la valeur que les fournisseurs pourront dégager en aval de leur vente, ce qui dépendra du type de concurrence qu'ils se livrent sur les marchés de détail. Dans ce cas, si les fournisseurs n'ont pas de coût d'acquisition pour une partie de leurs certificats (notamment parce qu'ils possèdent au départ beaucoup d'équipements et sont largement intégrés en production au moment de l'installation du dispositif) ou plus généralement des coûts différents selon les sources, le type de concurrence peut les amener soit à aligner leur offre de prix sur le coût marginal d'acquisition de leurs certificats, soit à l'inverse à aligner leur offre de prix sur leur coût moyen pondéré d'acquisition des certificats (augmenté d'un mark-up raisonnable). Il y aurait donc dans ce cas une valorisation différenciée des certificats du fournisseur par l'aval, par alignement implicite sur le coût de chaque source d'acquisition lorsque ces coûts sont différents.

Mais pour cela, il faut qu'il y ait plusieurs sources d'acquisition de certificats. Ce n'est pas le cas dans le cas du dispositif d'enchères centralisées où tous les certificats sont achetés par enchères par le GRT (implicitement par délégation des fournisseurs qui paient ensuite leur part du coût total d'acquisition). Ce n'est pas le cas non plus dans le dispositif de l'obligation décentralisée si tous les certificats passent obligatoirement par le marché organisé comme cela a été envisagé un temps pour le futur dispositif français. Dans les deux cas, même si les fournisseurs sont en grande partie intégrés en production, leur acquisition de certificats de capacité est coûteuse pour chaque certificat, même ceux qui pourrait venir de leurs propres équipements, puisqu'il y a alignement sur le certificat marginal

Mais s'il n'y a pas passage obligatoire par un marché (et s'il n'y a pas acquisition obligatoire de certificats sur ce marché), cela ouvre la possibilité de différenciation de la valeur des certificats. L'obligation décentralisée de capacité sans ce passage obligatoire est la seule à ouvrir la perspective

de limiter la création de rentes sur l'existant par la valorisation marginaliste sur les clients finaux, en dehors du mécanisme ciblé qui cherche précisément à éviter ce problème.

- **Deux conditions de concurrence aval pour limiter le transfert de valeur au coût d'acquisition des certificats**

Normalement la concurrence sur le marché de détail conduit à des offres de prix alignées sur les prix marginaux et non sur les coûts moyens pondérés de sourcing. Mais il existe deux conditions de marché qui conduiraient à cet alignement sur les coûts moyens pondérés, celle où existerait une concurrence intense sur le marché de détail du fait de plusieurs entrées, comme cela va être le cas dans NOME, et celle où un des fournisseurs en place décide pour une raison à préciser de pratiquer des prix alignés sur ses coûts moyens d'approvisionnements, comme ce sera aussi le cas dans NOME.<sup>8</sup>

En effet la concurrence entre alternatifs sur ce marché sera animée par la course à l'acquisition d'ARENH jusqu'au plafond de 100 TWh à un prix très inférieur au prix du marché de gros dans la mesure où l'attribution d'ARENH une année est déterminée par les demandes adossées aux parts de marché acquises.

Ensuite après l'accès à ce plafond de 100 TWh, la concurrence sera déterminée par la politique de *pricing* du fournisseur historique qui, sous une menace politique implicite, fera toujours des offres de prix du produit électricité (énergie et capacité) aligné sur ses coûts moyens pondérés de *sourcing*, et ce sur ces deux composantes. Les alternatifs seront donc incités aussi pour conserver leurs parts de marché, à adopter et conserver la même politique de prix.

Pour que la perspective de limitation des rentes pour les producteurs-fournisseurs et du coût de l'obligation pour les consommateurs puisse se concrétiser, il faut donc combiner intégration verticale très majoritaire et concurrence intense en aval et c'est ce le dispositif français intégré dans le régime NOME parviendra à faire. **En d'autres termes le dispositif de l'obligation décentralisée dans une industrie fortement verticalisée dans le contexte de la régulation NOME permet d'atteindre le même objectif de limitation de rentes sur l'existant que le mécanisme ciblé, ce que ne permettrait pas du tout le dispositif d'enchères centralisées.**

On soulignera que ce n'est qu'en raison de la réglementation très particulière du marché de gros émanant de la loi NOME que le dispositif de l'obligation décentralisée entraînera des hausses limitées de prix de détail. A l'inverse si avait été choisi le dispositif d'enchères centralisées, voire si avait été préféré un passage obligatoire des certificats par le marché organisé dans l'obligation décentralisée, il n'aurait pas été possible de limiter les coûts pour les consommateurs à ce que les fournisseurs plus ou moins intégrés vont payer réellement pour acquérir tous leurs certificats.

- **Les différences de coût pour les consommateurs finaux entre une obligation décentralisée et un mécanisme centralisé**

---

<sup>8</sup> Ceci pourrait paraître comme un fait acquis banal au lecteur bien intentionné, mais cela ne l'est pas du tout car cette situation reposera sur le non-respect des principes de la politique de concurrence (clause de destination finale implicite pour éviter les arbitrages pour la revente d'ARENH sur le marché de gros) et de réglementation des aides d'Etat. On s'appuie ici sur l'analyse détaillée de la concurrence qui résultera de la loi NOME que nous avons publié la Revue de l'Energie en Juillet 2010 (voir Finon D., 2010, « Le compromis de la loi NOME : Les limites d'un dispositif de marché aux principes économiques faibles ». *Revue de l'Energie*, 2010, Juillet –Août, n° 596). On le trouve aussi en working paper sur l'adresse :

[http://www.centre-cired.fr/IMG/pdf/Finon\\_WP\\_NOME\\_invention\\_concurrence.pdf](http://www.centre-cired.fr/IMG/pdf/Finon_WP_NOME_invention_concurrence.pdf)

Si on compare le coût pour le client final qui résulterait d'une valorisation des certificats à la valeur de marché dans le mécanisme centralisé et celui qui résulterait d'une valorisation différenciée selon les coûts réels d'acquisition par chaque source (nouvelles unités en auto-approvisionnements, contrats bilatéraux et achat spot) dans l'obligation décentralisée, on trouve des différences très importantes.

En prenant la première approche (qui au passage est utilisée à titre purement d'information dans le rapport RTE, p .41), on montre que, si tous les certificats sont valorisés en aval à un coût moyen de 30€/kW-an (moyenne entre le prix nul en situation de surcapacité et une pénalité de 60€/MWh calculée en fonction d'un coût annualisé d'une unité de pointe), le coût de l'obligation de capacité sera de 3 milliards d'€, soit 6€/MWh en comptant la valeur des certificats associés au nucléaire existant. Mais ce n'est pas le coût supplémentaire pour les consommateurs. Celui-ci va être moins important car la valeur des certificats inclus dans les ARENH et les MWh du nucléaire existant sera déjà prise en compte dans des offres de prix libres calculés au coût moyen pondéré de sourcing. En calculant ce coût supplémentaire seulement (36 GW sur 100 GW), il se monte à 1,1 milliards d'€ soit 2,2 €/MWh, ou 5% d'un prix moyen en entrée du réseau de 45€/MWh.

#### **Encadré**

##### **Hypothèses de calcul du coût de l'obligation décentralisée payée par les clients finaux**

Les hypothèses de calcul sont les suivantes. On suppose que les décisions déclenchées par l'obligation couvrent toutes les nouvelles unités de pointe et les programmes d'effacement, mais que les autres décisions d'investissement en CCG ou unités de base seront de toute façon déclenchées sans qu'il y ait l'obligation de capacité (comme le montrent les investissements en CCG des entrants sur le marché français depuis 2005). On suppose une croissance régulière du besoin de puissance de pointe de 1,5% par an, soit 1,5 GW de puissance en plus par an. On se situe à l'année t+5 après le démarrage du dispositif, année où la capacité créée depuis le début du dispositif sous l'effet de l'obligation est de 7,5 GW. Et on calcule l'empilement des coûts annualisés des capacités d'équipements de pointe ou de programmes d'effacement qui ont été déclenchés par l'obligation.

On devrait nuancer sans doute ces hypothèses : prendre en compte des flux externalisés sous contrat OTC ou par le marché, et aussi de considérer que les fournisseurs producteurs intégrés passeront par le marché les dépenses supplémentaires d'entretien pour respecter le niveau de garantie de leur contrat de certification. Mais l'enveloppe précédente repose déjà sur des hypothèses assez généreuses pour couvrir les coûts des décisions déclenchées par l'obligation

Par contre, si la concurrence joue à plein entre fournisseurs (comme ce sera le cas avec NOME) dans le système français avec très peu d'échanges de certificats en contrats bilatéraux ou sur le marché d'ajustement, le coût strictement lié à l'obligation dans un système dont le pointe croîtrait de 1,5% par an, ne serait que de 45 millions d'€, soit 0,1 €/MWh environ (voir encadré). Ce pourrait donc être ce seul montant qui serait répercuté sur les consommateurs du fait de la concurrence intense que se livreront les fournisseurs dans le marché français sous le régime NOME.

En conclusion, le mécanisme centralisé créerait d'importantes rentes sur l'existant qui seront payées par le client final. A l'inverse l'obligation décentralisée appliquée dans un système très verticalisé avec un marché final très concurrentiel comme il le sera sur le marché non-résidentiel organisé par le dispositif NOME conduit à une transmission des seuls coûts des décisions déclenchées par l'obligation dans les prix finaux (45 millions d'€ au lieu de 1,1 milliards d'€ en moyenne (sans compter les certificats de capacité des produits ARENH)).

## **5. Conclusion**

L'obligation décentralisée de capacité proposée par RTE ne présente pas du tout les défauts que lui prêtent les tenants du mécanisme d'enchères centralisées. Assortie d'un bâton (une pénalité alignée sur le coût annualisé d'une unité neuve) elle arrive en fait aux mêmes résultats que le mécanisme

d'enchères centralisé. Les fournisseurs obligés sont prévenus 4 ans à l'avance de la marge de réserve qu'ils devraient avoir en sus de la puissance de pointe qu'aura leur portefeuille clients à la date dite. Des obligations de ce type, il en existe dans d'autres domaines (on pense aux quotas de permis carbone et à l'obligation d'efficacité énergétique par exemple) et les acteurs obligés savent y faire sans problème notable. Ils savent anticiper, gérer leurs risques. Des dispositions sont même prévues pour les très petits fournisseurs pour y parvenir.

Mais surtout l'obligation coûterait bien moins cher aux consommateurs finals. Dans le premier cas tous les équipements, même les équipements existants qui ont été créés sans le besoin de ce dispositif, vont recevoir une rémunération au prix de l'enchère. C'est l'effet classique de création de rente par une nouvelle politique règlementaire s'imposant dans un domaine ancien, et cette rente ne serait pas rien : 1,1 milliard d'€ en moyenne, sans compter le nucléaire mis hors champ. Dans le cas de l'obligation décentralisée, 95 à 98% de l'achat de certificats se fera en autofourniture à cause de l'intégration verticale, la concurrence intense entre les fournisseurs qui résultera de la loi NOME sur le marché final de l'électricité fera que seuls les coûts stricts des mesures déclenchées par l'obligation de capacité seront transférés dans les offres de prix. Au final les coûts de l'obligation transmis dans les prix et les tarifs seront vingt fois plus bas que la valeur des certificats transmis dans ces prix et tarifs avec le mécanisme centralisé. Ce serait tant mieux pour les consommateurs industriels sur le marché libre et les foyers domestiques sur le segment qui reste au tarif.

Ces discussions un peu byzantines ont trop éloigné trop l'attention du bénéfice très positif de la création de ce dispositif. Le mécanisme crée un espace économique qui donne une valeur à la puissance et non plus seulement à l'énergie. Il peut mettre sur le même plan les programmes d'effacement, les centrales de pointe qui sont disponibles et garantissent l'équilibre du système mais ne produisent pas, ainsi que les équipements qui produisent normalement, avec une véritable symétrie de « droits de propriété » entre eux. En responsabilisant les fournisseurs et en les incitant à développer des programmes de gestion de leur pointe, l'obligation décentralisée attaque de front le problème du système électrique français qui est l'importance de l'aléa de thermosensibilité (2GW par degré en dessous de -5°), alors que, dans les autres systèmes électriques qui ne sont pas exposés à un tel aléa, on s'attaque plutôt à l'aléa de variabilité de l'éolien. L'intérêt est aussi que le dispositif français est conçu pour donner les bonnes incitations à investir dans des unités flexibles de pointe quand s'accroîtra l'aléa de variabilité de l'éolien français. Un instrument polyvalent en quelque sorte et aussi comme on l'a vu, qui sera très économe dans notre système très intégré verticalement et où la loi NOME est en train d'instaurer une concurrence très spécifique, mais intense.