



**CHAIRE EUROPEAN
ELECTRICITY MARKETS**
Fondation Paris-Dauphine



CEEM Working Paper 2015-14

**LE BESOIN DE MARCHÉS DE LA FLEXIBILITÉ :
L'ADAPTATION DU *DESIGN* DES MARCHÉS ÉLECTRIQUES AUX
PRODUCTIONS D'ÉNERGIES RENOUVELABLES**

Dominique FINON



© photo gui yong nian - Fotolia.com © création jellodesign.com

DAUPHINE
UNIVERSITÉ PARIS

Chaire de recherche soutenue par



Ministère de l'énergie et du climat



EPEXSPOT
EUROPEAN POWER EXCHANGE



LE BESOIN DE MARCHÉS DE LA FLEXIBILITÉ : L'ADAPTATION DU *DESIGN* DES MARCHÉS ÉLECTRIQUES AUX PRODUCTIONS D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

Dominique FINON
Décembre 2014

ABSTRACT

Les Énergies renouvelables - éolien, photovoltaïque-sont appelées à prendre une place très importante dans la production des certains systèmes électriques européens. La variabilité de leur apport fait du maintien de l'équilibre physique du système un véritable défi à partir d'une certaine part dans la production. Outre les améliorations techniques nécessaires, la transformation du système nécessite d'améliorer du fonctionnement des différents marchés de l'énergie (day-ahead, intrajournalier), des réserves et de l'ajustement pour l'exploitation d'ensemble du système et aussi pour inciter à l'investissement dans des ressources flexibles supplémentaires (thermique flexible, effacements, stockage). Or la valeur de la flexibilité n'est pas révélée de façon appropriée sur les marchés actuels. Le marché d'ajustement n'est pas parfait pour valoriser la rareté de flexibilité. Les autres problèmes concernent la définition des produits de flexibilité inadaptée à des parts élevées d'ENR, la non-rémunération de certains services de flexibilité, faute de marché, et la difficulté d'échanger des produits de flexibilité entre systèmes, faute d'harmonisation. Il faut donc améliorer les marchés, compléter les offres de services de flexibilité, et créer une demande en responsabilisant les producteurs ENR.

1. INTRODUCTION

L'introduction des énergies renouvelables (ENR) à apport variable et peu programmable conduit à revoir l'approche de l'optimalité des systèmes électriques. Sans même prendre en considération les effets de désoptimisation du système conventionnel et de dévalorisation des équipements conventionnels en place qui résultent l'un et l'autre de l'introduction hors marché de ces technologies à bas coût variable), la variabilité de leur apport et leur prévisibilité qui n'est jamais garantie totalement même peu avant le temps réel, renforcent les contraintes dynamiques de gestion du système.

Le système non ENR est désoptimisé à deux niveaux. Il l'est d'abord en raison de l'absence de ressources de flexibilité suffisantes pour répondre aux besoins d'adaptation rapide des productions (montée /descente en puissance) et de réglages de fréquence et de tension. Le besoin de réserves secondaires et tertiaires s'accroît à partir d'un seuil de 20% à 30% de la puissance demandée. En même temps le système a besoin de marge de réserve supplémentaire pour faire face aux concomitances d'aléas sur l'éolien et la demande de puissance en extrême pointe.

Pour faire face à ces deux problèmes différents, on peut prôner la mise en place d'un mécanisme de capacité qui rémunère la puissance garantie en plus de l'énergie pour avoir des unités de production et des ressources (effacements, stockage) suffisantes en réserve en pointe et extrême pointe, le service de flexibilité étant vu alors comme le sous-produit de l'adéquation de capacité¹. C'est le point

¹ L'adéquation de capacité se définit comme l'aptitude d'un système à assurer la sécurité de fourniture dans toutes les situations, dont l'hyper-pointe, ou des incidents de production graves (pertes de plusieurs équipements). Avec le développement des productions à apport variable, elle peut recouvrir aussi les adaptations rapides à aux fluctuations à la baisse de ces productions.

de vue que développait en 2011 Graham Shuttleworth dirigeant de la société de consultants réputée NERA lors du débat britannique : « *Les éoliennes ne sont pas à proprement parler à apport intermittent, mais leur production est d'abord non programmable du fait de leur variabilité. Elle demande donc des unités de pointe pour compenser cette variabilité. Ces unités de pointe offrent en plus un service de flexibilité. Un mécanisme de capacité offre un substitut plus stable pour investir dans ces unités que les anticipations de pics de prix* » (Shuttleworth, 2010).

Peut-on pour autant résoudre les besoins de ressources flexibles sans passer par le détour des incitations que créerait un nouveau mécanisme de capacité ? Un certain nombre d'experts tendent à le considérer capacité (Hogan et Baker, 2013; Bradbury, 2013 ; Pojry, 2011). Face aux besoins de flexibilité dus à la variabilité d'une partie de la production, il faut supprimer les imperfections de marché et en améliorer les règles pour la rémunération des divers services de flexibilité qui, pour ce faire, seraient à mieux expliciter qu'actuellement. La variabilité des apports ENR appelle le développement d'unités flexibles de montée en puissance rapide, mais pour ce faire, ces équipements doivent trouver une meilleure valorisation sur les marchés (infra-journalier, réserves, ajustement, etc.) avec ces produits mieux explicités (IEA, 2014). On parviendrait ainsi à l'adaptation du parc non-ENR, appelé de façon révélatrice « parc résiduel », vers le bon niveau de flexibilité. Il en résulterait aussi un bon niveau d' « adéquation de capacité » pour faire à la demande aléatoire de pointe et d'extrême pointe en toute situation sans forcément mettre en place un mécanisme de capacité.

La valeur de la flexibilité sera d'autant plus importante que les échanges de produits de flexibilité se situeront au plus proche du temps réel, les horizons des nouveaux équilibres des marchés de très court terme devant être de plus en plus rapprochés du moment de la livraison, de par le caractère de variabilité des productions ENR. L'amélioration des règles de marché doit pouvoir donner une valeur économique supplémentaire aux nouvelles ressources offrant cette flexibilité². Il faut que ces valeurs en supplément soient révélées par le marché infra-journalier, celui de réserves opératoires qui repose actuellement sur une contractualisation avec le gestionnaire de réseau de transport, acteur central essentiel dans le maintien de l'équilibre du système, car il opère les réglages définitifs dans la dernière heure avant la livraison des MWh. (On désignera par la suite le gestionnaire du réseau sous l'acronyme de GRT par la suite) et le mécanisme d'ajustement (on désignera par la suite celui-ci sous l'acronyme de MA)³. Pouvant être alors incorporés dans le calcul économique des investisseurs, elles vont contribuer au déclenchement de décisions d'investissement en unités de production et en ressources flexibles (effacements, stockage). En même temps il est important que les ressources qui ne présentent pas cette qualité de flexibilité ne puissent pas accéder à cette valorisation, et que les

² Une étude faite par l'European Climate foundation sur les systèmes électriques du Royaume Uni en 2030 avec 50% d'ENR dont la majorité est à apport variable, mais avec un peu d'hydraulique), montre que les CCGT qui ont actuellement 50 démarrages par an et un facteur de charge de 58% passerait à 360 démarrages par an (étude citée par Gottstein et Skillings, 2012).

³ Pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, le GRT doit disposer en temps réel d'une réserve d'ajustement de puissance, à la hausse comme à la baisse. Il fait alors appel aux producteurs et aux consommateurs connectés au réseau pour qu'ils modifient très rapidement leur programme de fonctionnement prévu. C'est le rôle du mécanisme d'ajustement. Du côté économique, les écarts entre injection et soutirage ont un coût, assumé par les responsables d'équilibre (fournisseurs, producteurs annonçant leur production) par le paiement d'un « prix des écarts ». Ces prix incitent chaque acteur à veiller à l'équilibre sur le réseau des flux d'électricité dont il est responsable. On parle de mécanisme et non pas de marché d'ajustement car il ne fonctionne pas comme un marché avec des offreurs et acheteurs en concurrence. Les prix des services d'ajustement comme les prix de déséquilibres (écarts positifs ou négatifs) ne sont pas fixés au point de rencontre d'une courbe d'offre et de demande mais par des règles de calcul particulières pour limiter volatilité et pouvoir de marché.

unités en place rigides gagnent en obsolescence et laissent la place plus rapidement à de nouvelles unités flexibles.

La mutation physique des systèmes électriques sous l'effet de la pénétration hors marché des productions ENR avec l'appui des tarifs d'achat, ou de dispositifs voisins, entraîne une évolution profonde du fonctionnement des marchés électriques à pas horaire (baisse du prix moyens, volatilité des prix marginaux) qui dissuade à l'investissement dans les unités conventionnelles de semi base et de pointe (cycle combiné avec turbines à gaz CCGT, turbines à combustion TAC, turbines à gaz TAG), faute de perspectives de recouvrement garanti de leurs coûts fixes. Les revenus de la vente de produits de flexibilité sur l'infra-journalier et les marchés de réserve et d'ajustement pourront compenser le *missing money* de ces unités sur le marché *day-ahead* (le jour d'avant) et contribuer au déclenchement d'investissement dans de telles unités qui, flexibles, restent indispensables dans la nouvelle économie des systèmes électriques⁴. Dans cette nouvelle économie d'ailleurs, on estime que les revenus des unités conventionnelles sur les premiers marchés infra-journaliers et d'ajustement commenceront à l'emporter sur les revenus sur le marché *day-ahead* lorsque les productions ENR dépasseront le seuil de 25-30% de la production totale de MWh et surtout que les règles de marché auront été adaptées.

On adopte donc la démarche suivante en quatre étapes. Sachant que, sans demande explicite de produits de flexibilité d'autres agents que le seul gestionnaire du réseau, des échanges de produits de flexibilité ne peuvent émerger, on examine dans un premier temps comment créer une demande de produits de flexibilité en rendant les producteurs intermittents responsables des coûts que chacun entraîne pour le système et les obliger à acheter de tels produits. Dans un second temps, on examine les différentes façons de rendre transparents l'offre de flexibilité et ses coûts par le développement des produits de « services auxiliaires » et l'amélioration des marchés infra-journaliers et des marchés de réserves (contrats du GRT, mécanisme d'ajustement). Dans un troisième temps, on examine une voie essentielle d'offre de services de flexibilité dans les systèmes électriques bien intégrés, à savoir l'intégration des marchés infra-journaliers et des échanges de services d'ajustement entre GRT de systèmes voisins. Il s'agit d'élargir l'aire du marché intégré pour faciliter la mise en commun des services de flexibilité. C'est l'un des grands problèmes que cherche à résoudre actuellement l'harmonisation des codes de réseau dans le cadre du processus européen du *Target Model* (ou Modèle-Cible) à côté des projets de renforcement des interconnexions encouragés par l'Union européenne. Enfin on s'interroge sur la possibilité de poursuite conjointe du développement de l'offre de flexibilité et d'adéquation de capacité en extrême pointe pour répondre au défi permanent de la fiabilité de fourniture dans des systèmes envahis par des productions à apport variable...

2. LA RESPONSABILISATION DES PRODUCTEURS ENR À APPORT VARIABLE

Les effets du déploiement croissant de la production des ENR à apport variable se matérialisent par un coût croissant pour le système, notamment en termes de réserves à installer, de changement de gestion des équipements thermiques en place pour les maintenir en réserve, de coût d'équilibrage et de réserves opérationnels supplémentaires⁵, et de coût de réseau (lignes à haute tension, et de dépenses d'adaptation des réseaux (mutation des réseaux de distribution). On compte aussi un besoin de marge de réserve de capacité supplémentaire en extrême pointe face aux risques de faible apport éolien ou solaire en pleine période de pointe. On compte aussi un besoin croissant de

⁴ On parle ici de « *missing money* » car c'est le terme consacré et quasi-emblématique pour désigner le déficit de revenus sur le marché électrique horaire pour couvrir les coûts fixes de nouveaux équipements.

⁵ On compte 0,25 GW supplémentaires de réserves tertiaires et secondaire par GW d'éolien (Klesmann et al., 2008).

réserves opératoires, du fait de la relative incertitude sur les prévisions d'apports éoliens. Ces réserves doivent offrir beaucoup de flexibilité dans les montées en puissance (*ramping up*) quand il s'agit de moyens de production ou de stockage.

La variabilité potentielle de l'éolien exige du GRT de maintenir constamment une part de réserves opératoires dans le système et ce en fonction de la localisation des flux potentiels pour compenser toute variabilité de la production. Il faut qu'il soit capable de maintenir le contrôle de fréquence, le contrôle de tension, le suivi de la charge résiduelle (la demande moins l'apport ENR) et de décider du contingentement des apports d'unités éoliennes ou PV pour éviter les congestions croissantes. Afin de réduire les besoins d'équilibrage et, la production des unités ENR doit devenir progressivement adaptée aux besoins du système en améliorant les incitations à une meilleure prédictibilité et en s'adaptant aux équilibres physiques locaux. Pour ce faire il s'agit de les rendre responsables d'équilibre en rapprochant la qualité de leur offre de celle des producteurs programmables. Ceci doit les conduire à compenser leurs déséquilibres dans les marchés de l'infra-journalier.

- **Le maintien d'un plancher de production résiduelle après injection des apports ENR**

Dans une situation extrême de faible demande de charge et d'apport ENR intermittent élevé se pose aussi le problème de maintien en service d'un minimum de production conventionnel pour deux raisons, l'une tenant à la rigidité de fonctionnement de certains équipements conventionnels appelés par le marché, l'autre tenant au besoin d'équilibre du système en cas de chute rapide des apports ENR.

Dans certaines situations, les producteurs rigides doivent faire des offres de prix négatifs pour se maintenir en fonctionnement (en arbitrant avec leur coût de redémarrage et de remontée en puissance) dans l'attente d'une baisse des productions ENR. Il y a donc dans ce cas une désoptimisation de l'exploitation du parc résiduel d'équipements qui étaient en place avant les nombreuses entrées d'unités ENR. Elle est en partie atténuée dans les systèmes avec le nouveau dispositif de premium d'achat (qui s'ajoute aux prix du marché de gros) différent du tarifs d'achat qui assure un revenu fixe quel que soit le prix du marché de gros, ceci conduit les producteurs ENR à s'effacer lorsque les prix négatifs ne sont plus couverts par les recettes du premium, mais elle ne disparaît pas.

- **La nécessité de pouvoir contingenter les productions des unités ENR**

Dans d'autres situations marquées par des congestions locales résultant d'apports ENR excessifs, le GRT doit pouvoir demander aux producteurs éoliens de restreindre leurs productions, voire de s'arrêter pour des raisons de sécurité et d'équilibre de système au niveau local⁶. Cette solution inclut une question en corollaire : celle de savoir si ceux-ci doivent être compensés ou non. La non-compensation pourrait se justifier par les externalités négatives de court terme que ces producteurs entraînent pour le système et aussi pour les autres producteurs obligés d'encherir de façon négative, en injectant leur production à pleine puissance et en créant une situation locale de réseau tendue. Mais les producteurs ENR contingentés ne sont pas compensés ; ceci crée un risque pour la rentabilité de ceux dont l'investissement avait été décidé sans que des règles de contingence aient été prévues d'installer. Il faudrait alors ne réserver ce traitement de la contingence sans indemnisation qu'aux nouveaux installés pour ne pas mettre en question la crédibilité des engagements de long terme de l'Etat.⁷

⁶ Les pionniers dans ce domaine sont le Texas, l'Espagne et l'Irlande. En Irlande où l'électricité d'origine éolienne correspond à 13% de la production, mais la capacité à pleine puissance peut être proche de la demande au cours de certaines périodes, les contingentements ont porté sur 1% de l'énergie et pour certaines installations sur 7,5%.

⁷ A noter les différentes règles de contingentements possibles qui présentent des avantages différents (Pollitt et Anaya, 2013) : la règle du coût marginal (chaque producteur est sélectionné dans un ordre spécifique selon

- **Rendre les producteurs ENR responsables d'équilibre**

Les mécanismes anciens et nouveaux de soutien aux producteurs ENR se différencient par leur degré de responsabilisation des producteurs variables en matière d'équilibre, et par leur degré d'exposition au prix des marchés de l'énergie. Avec le dispositif des *feed-in-premium* (primes d'achat) et celui de l'obligation de certificats verts qui exposent les producteurs ENR au marché, ces producteurs éoliens ou PV vendront sur le marché, contrairement aux tarifs d'achat. Ayant un coût variable nul, ils seront toujours appelés par le marché horaire dès qu'ils produisent.

Tableau 1. Comparaison de l'exposition au risque de prix d'ajustement et de réponse des RES-E

| | Tarifs d'achat + obligation d'achat | Feed-in premium allemande EEG 2014 | Feed-in premium espagnol | Obligation de CV échangeables |
|---|--|---|---|--------------------------------------|
| Coût de déséquilibre porté par les producteurs ENR | Aucun | Prix complet des écarts | Prix complet des écarts, mais encadrement de ces prix | Prix complet des écarts |
| Risque-prix associé à la prévisibilité et au déséquilibre | Aucun | Risque fort : prix de l'infra-journalier et du déséquilibre sur le mécanisme d'ajustement | Risque moyen car encadré | Risque fort |
| Incitations à ajuster les prévisions | Aucune (Erreur de prévision assumée par l'acheteur obligé) | Forte | Forte | Forte |

Inspiré de Klessmann et al. (2008) p.3658

Les producteurs éoliens et photovoltaïques (PV) de taille moyenne (10-20 MW) et supérieure, doivent être responsabilisés pour qu'ils internalisent les coûts qu'ils entraînent pour le système. Quand la part des productions ENR dépasse un seuil de 20-25% dans la production totale du système, la question est de savoir jusqu'où faut-il les rendre responsables? Faut-il qu'ils le soient au point de s'engager sur une fourniture ferme, comme un producteur programmable ? Ils pourraient assumer cette responsabilité à la fois en s'associant avec des offreurs de service de flexibilité pour qu'ils offrent une énergie « programmable » comparable à celle des producteurs thermiques, et en se fournissant ou en vendant sur le marché infra-journalier jusqu'à sa clôture une heure avant la livraison. Les dispositifs de *feed in premium* en cours de développement dans les pays où il y avait des tarifs d'achat, de même que les obligations de certificats verts prédisposent à cette responsabilisation progressive (voir tableau 1), comme le recommande au passage fortement la

un paramètre reflétant son coût (par exemple sa date de connexion), la règle du prorata (chacun réduit sa production dans le même pourcentage), ou une sélection fondée sur le marché (les producteurs se concurrencent en faisant des offres de prix de remboursement du kWh non injecté sur un mécanisme de marché). Ces dispositifs permettent de le limiter le « risque de contingentement » pour les producteurs éoliens candidats à l'investissement en les informant des surcoûts qu'ils engendrent.

Commission européenne dans ces récentes Lignes Directrices sur les aides d'Etat sur la promotion des ENR (CE, 2014).

Des règles sont déjà en cours ou sont mises en place dans certains systèmes, comme l'Espagne, le Portugal et le Danemark et maintenant l'Allemagne, pour rendre les producteurs éoliens responsables en partie ou en totalité de leur déséquilibre. En prenant le cas illustratif de l'Espagne (Rivier, 2009), plusieurs mesures ont été prises, sans atteindre encore une responsabilisation complète. Il y a d'abord l'obligation d'envoyer le jour d'avant sa prévision de production pour chaque heure du jour J avec la possibilité de les corriger jusqu'à une heure avant la livraison. Si l'écart est supérieur de plus de 20% à la prévision, l'opérateur doit payer une pénalité de 10% du prix de l'électricité. Les autres règles concernent : la possibilité de compenser un manque par l'excès d'un autre producteur éolien ou d'un équipement conventionnel ; le regroupement de la gestion des productions éoliennes d'un même producteur au sein d'un même centre de contrôle (pour contrôle de la puissance active et réactive) ; le regroupement de la gestion à distance des unités des différents producteurs installés dans des centres régionaux de gestion du GRT national ; et (encore) la participation des équipements éoliens au contrôle de tension du système pour le maintien de leur puissance réactive entre certaines limites.

- **La question de la participation des ENR au mécanisme d'ajustement**

Dans la perspective de normalisation des productions à apport variable par rapport aux producteurs programmables, les ENR devraient participer au réglage technique du système de différentes façons : ne pas décrocher en cas de baisse de fréquence et de tension, fournir des services systèmes, pouvoir fonctionner à plus bas régime pour être capable de faire des offres sur le MA. Les producteurs ENR pourraient fournir aussi des services de flexibilité soit pour eux-mêmes (produire au niveau nominé par exemple, alors qu'ils peuvent finalement produire plus), soit vendre du service de flexibilité en s'engageant à produire à un niveau fixe en dessous de son niveau maximum prévisible pour avoir une disponibilité de réserves tournantes (*spinning reserves*) et de service de *ramp up* à offrir sur le mécanisme d'ajustement.

3. L'AMÉLIORATION DE L'OFFRE DE SERVICES DE FLÉXIBILITÉ : NOUVEAUX PRODUITS ET NOUVELLES RÈGLES DE MARCHÉ

Le développement des productions à apport variable ajoute une nouvelle dimension au problème d'assurance de fiabilité de fourniture du système en toute situation entre la dimension de fiabilité en temps réel du système et l'adéquation de capacité qui est l'assurance de pouvoir disposer à long terme de marge de réserve de capacité pour faire face à toutes les situations, en particulier celles de l'extrême pointe (voir tableau 2).

Tableau 2. L'ajout de la dimension « flexibilité » au problème de la fiabilité en toute situation

| | | | |
|---|--|--|---|
| Besoins | Fiabilité de court terme et du temps réel Réserves (R1/R2/R3) | <i>Capacité de back up des ENR-E (flexibilité)</i> | Adéquation (assurance de long terme) |
| Durée annuelle d'utilisation | R2 et R3 : peu | <i>De 1000 à 2000 h.</i> | Pointe de 100 à 500 h |
| Type d'utilisation des ressources d'offre d'énergie et de services auxiliaires | Services auxiliaires pour réglage de fréquence Energie sur le mécanisme | <i>Flexibilité Régulation en temps réel Montée rapide en puissance</i> | Unités de pointe TAC/TAG (marge de réserve) Effacements |

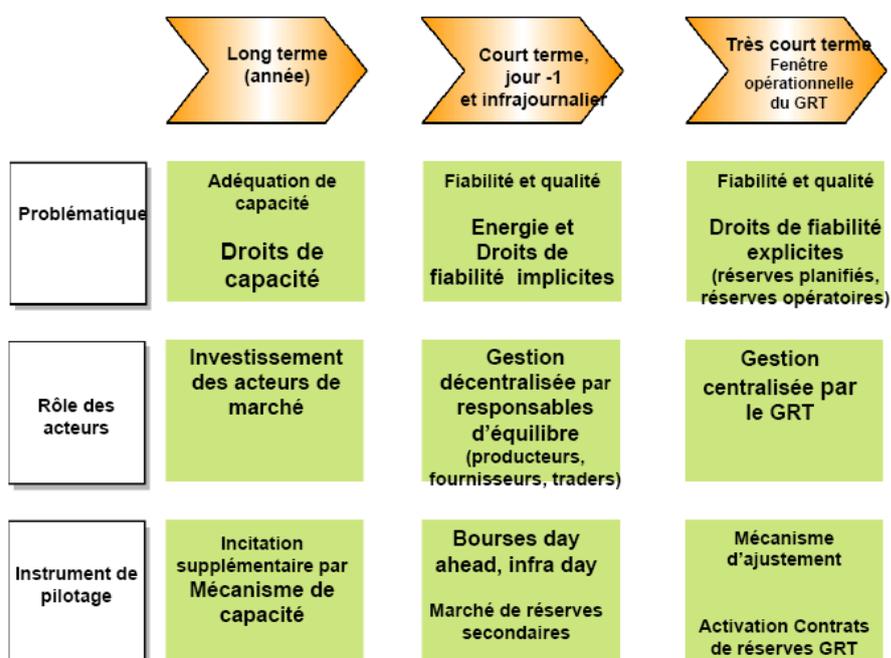
| | | | |
|--|--------------|--|--|
| | d'ajustement | | |
|--|--------------|--|--|

On commencera par préciser les produits échangeables et les règles de marché conduisant à l'équilibre physique du système, avant de préciser comment ils peuvent être améliorés en vue de répondre aux besoins croissants de flexibilité qui résultent de ce développement, notamment au travers de la responsabilisation des producteurs ENR.

3.1. Augmenter l'implication des acteurs de marché dans l'équilibre du système

La contribution à la fiabilité du système ne se limite pas à la contribution aux réserves opératoires et aux services d'ajustement appelés par le GRT dans la fenêtre opérationnelle au plus près du temps réel et après la fermeture du marché infra-journalier une heure avant la livraison (voir figure 1). La fiabilité du système passe par la disponibilité des capacités à couvrir les aléas de toute nature afin de garantir les engagements des acteurs sur les marchés *day ahead* et en infra-journalier (noté *infra-day* dans la figure 1). Elle passe également par l'engagement des responsables d'équilibre, à savoir les producteurs et les fournisseurs sur leur périmètre.

Figure 1. L'enchaînement de la fourniture des différents produits énergie, fiabilité et capacité



Précisons que les producteurs conventionnels doivent couvrir les aléas de leurs moyens de production (indisponibilité fortuite, retard au démarrage, etc.), bien au-delà de la fenêtre opérationnelle, sur plusieurs heures, voire sur la journée entière (le retour en disponibilité s'effectuant plusieurs heures après le décrochage de la centrale en question). De même symétriquement les offreurs de services de réserves (services système et services d'ajustement) doivent veiller à la disponibilité de ces réserves et de leur engagement vis-à-vis du GRT. En cas d'indisponibilité, il doit veiller au remplacement de ces réserves par le démarrage de moyen de production avec une anticipation suffisante (activation de 'réserves différées'). Et c'est de cette même façon que les volumes de capacité suffisants pour couvrir la variabilité des ENR doivent s'accroître, en allant vers une meilleure explicitation des produits sur les marchés des réserves opératoires et le mécanisme d'ajustement, qui servent au GRT pour le rééquilibrage du système dans le temps réel.

On précise dans le tableau 3 les différents produits de flexibilité qui pourraient être définis en vue de l'échange pour assurer l'équilibre physique d'un système à forte production à apport variable.

Tableau 3. Les produits de flexibilité échangeables en vue de l'équilibre du système aux différentes échéances avant le temps réel

| Types de marché | Objectif du produit à échanger | Acteur principal | Le jour d'avant | L'infra-journalier | Le temps réel (Fenêtre opérationnelle du GRT) |
|--|---|------------------|--|---|---|
| Marché de contrats de réserve Mécanisme d'ajustement | Faire face à l'incertitude de l'apport éolien en h-1 | GRT | Offres <i>day ahead</i> de services d'ajustement | Plus aucune offre de service d'ajustement | <i>Dispatch</i> en temps réel de la puissance pour l'équilibrage du système |
| | Autres aléas (sur équipement, sur réseaux et sur demande) | GRT | | | |
| Marché d'énergie en day-ahead et en intra-day (infra journalier) | Faire face à l'incertitude d'apport éolien en h-24 jusqu'en h-1 | GRT | Marché <i>day-ahead</i> | <i>Trading</i> par offre de contrats d'option à qqh heures, | <i>Dispatch</i> en temps réel de l'énergie mise sur le méca. d'ajustement |
| | Défaillance d'équipements conventionnels après h-4 | Producteur | | <i>Trading</i> | |
| | Changement infra-journalier de la demande | Industriels | | <i>Trading</i> | |

- **La clarification des divers services auxiliaires offerts par différentes ressources**

Revenons sur la définition des réserves opératoires (ou opératoires). Elles englobent trois éléments : la « puissance » qui est mise à disposition du GRT pour équilibrer le système dans le temps réel soit par contractualisation, soit par le marché ; les produits-énergie offerts sur le mécanisme d'ajustement ; et les services auxiliaires (puissance réactive, etc.) offerts par les différentes unités ou ressources (dont les effacements des industriels et les unités de stockage). On ajoutera que la programmation de l'appel des unités s'appuie sur l'obligation de se déclarer tel par avance sur le mécanisme d'ajustement.

Au sein de ces services auxiliaires, comme le spécifie le CERA-IHS (2013), les produits non-énergie peuvent être définis de façon très pointue comme on le fait sur certains des marchés nord-américains, comme celui de l'Etat de New York. Ils s'y répartissent entre les produits de contrôle de fréquence (*frequency containment*, *frequency restoration* et *reserve replacement* en anglais); ceux de contrôle automatique de fréquence sur les producteurs; l'effacement automatique de charge chez certains consommateurs industriels ou sur certaines zones; les produits de contrôle de tension sur la puissance active (qui, elle, peut être transportée) et sur la puissance réactive (qui, elle, ne peut être

que dans une aire de contrôle au niveau local) ; les capacités de *black start*, c'est-à-dire celles qui peuvent démarrer sans l'appui d'autres unités ; et pour finir la gestion des congestions sur le réseau par le *re-dispatch* des unités. On notera au passage pour la suite, que ces produits interagissent entre eux : par exemple la gestion des congestions peut se faire par les contrôles de fréquence et de tension.

Dans les régimes de marché, les services d'ajustements (contrôle primaire et secondaire de fréquence, contrôle de tension, *black start*) sont des produits physiques purs catalogués comme produits «non-énergie». A côté, le produit «énergie» constitue l'autre aspect des services de flexibilité dans les offres d'ajustement. Ils sont offerts au GRT de différentes façons : soit sous forme d'obligation mise sur toutes les unités de production, soit de façon contractualisée avec négociation de gré à gré avec le GRT, soit par appel d'offres par enchères organisée par ce dernier, soit encore par un mécanisme de marché avec des produits standardisés.

Chacun de ces trois dispositifs (obligation, contrats négociés de gré à gré, enchères) qui organiseraient l'offre de tels services présente des qualités propres d'efficacité économique vis-à-vis des différents types de service de flexibilité dont le GRT a besoin.

- L'obligation a un sens du point de vue économique dès lors que le produit contribue directement à l'équilibre physique du système en temps réel, mais il n'en a plus si ce produit sort du champ de la gestion de l'équilibre en temps réel.
- Les contrats bilatéraux permettent de donner des spécifications précises par rapport aux besoins du GRT et aux contraintes des fournisseurs de services auxiliaires, mais il ne permet pas l'usage des autres moyens qui pourraient être aussi pratiques à mobiliser; il ne permet pas non plus la révélation ex-post de la valeur des services de ces diverses ressources.
- L'appel d'offre introduit plus de transparence. Le remplacement des contrats bilatéraux par un tel dispositif implique une transparence qui est nécessaire pour faciliter l'entrée de nouveaux moyens et de nouvelles technologies, notamment si la rémunération est neutre et focalisée sur la performance.

3.2. La consolidation des offres de flexibilité

Certains experts de premier plan, G. Strbac de l'Imperial College (Londres) et D. Kirschen de la Manchester University, proposent d'ajouter un marché de services de flexibilité dans l'architecture générale des marchés électriques (Strbac, 2009 ; Kirschen, 2010). Un marché organisé avec des produits de flexibilité standardisés permettrait de limiter les coûts de transaction car actuellement un fournisseur de services de flexibilité soit contracte en bilatéral avec le GRT, soit essaie de vendre de l'énergie sur le marché infra-journalier. Cette voie est cependant trop idéaliste pour un domaine aussi complexe où seule l'attitude pragmatique qui tient compte des dispositifs institutionnels en place permet d'aboutir. De façon générale, la voie institutionnelle choisie est celle de l'amélioration des marchés organisés en place.

Du côté des demandeurs de services de flexibilité, il y a bien sûr le GRT qui a jusqu'ici un accès privilégié à ces services par la voie contractuelle. Mais la fonction de demande sur le marché de ces services va désormais être composée de l'agrégation des demandes de service de flexibilité des producteurs ENR responsabilisés qui sont en déséquilibre, à côté de la fonction de demande du GRT. Pour minimiser le coût de la flexibilité demandée, il s'agit alors d'élargir l'éventail des produits de flexibilité offerts, et d'ajouter les produits de couverture de risque, étant donné la volatilité importante des prix sur ces marchés, notamment l'infra-journalier. Des contrats d'option de maturité très courte (quelques jours, voire quelques heures) devraient pouvoir être proposés sur l'infra journalier par les gestionnaires des marchés aux producteurs ENR et aux offreurs de service de

flexibilité, dès lors que la responsabilisation des premiers sera effective. Ils permettront aux agents des deux côtés de mieux gérer leur risque-prix et leur risque-volume de façon plus efficiente.

Dans les discussions actuelles des parties prenantes autour du Target Model, l'accord s'est déjà fait sur plusieurs points : l'amélioration de l'infra-journalier, le report de la fermeture du marché infra-journalier au plus proche de l'heure de livraison, et une réduction des achats de réserves contractualisées par les GRT pour laisser place aux échanges sur le marché le jour d'avant et surtout sur le marché infra-journalier. Les initiatives viennent aussi des gestionnaires de marché qui développent de nouveaux produits en concertation avec les acteurs de marché. EPEX Spot a déjà fait évoluer ses produits sur son marché infra-journalier avec l'introduction en 2011 de produits «15-minutes» pour faciliter l'équilibrage des producteurs. Ce produit a rencontré un certain succès puisqu'il représente 20% des volumes de l'infra-journalier fin 2014.

Vis-à-vis des offreurs que l'on voudrait inciter à investir dans des ressources flexibles (unités de production, effacements, etc.), on peut imaginer aussi une mise en place de marchés de produits de couverture de risque (contrats d'option), ainsi qu'un marché organisé de services auxiliaires en *forward*, comme le proposent Gottstein et Skillings (2012). Cette dernière possibilité serait à construire sur les arrangements actuels d'offre de services auxiliaires sur les réserves primaires, secondaires et tertiaires, qui sont fournis via des appels d'offres de services de court terme.

- **La définition de nouveaux produits de flexibilité à destination des GRT**

Dans beaucoup de systèmes, il n'y a pas de mécanisme de marché dont le GRT se sert pour obtenir l'ensemble des services auxiliaires nécessaires afin de résoudre les problèmes locaux et régionaux de congestion et d'assurer les réglages de fréquence et de tension. Les GRT recourent à des contrats bilatéraux sur des services spécifiques, ce qui est critiqué pour son manque de transparence. A l'inverse des pays comme l'Espagne et certains Etats américains comme le New England poussent assez loin la mise en place de produits flexibles sur une base marchande, comme par exemple les réserves tertiaires qui ailleurs sont habituellement contractualisées à l'avance avec le GRT⁸. Les produits standards soumis à des marchés pourraient être un « service de *ramping up* », un « service de *ramping down* », un produit « *fast response* », un produit « *minimum load balancing* ».....

C'est sans doute dans cette voie qu'il s'agit d'aller pour que les équipements flexibles ou les autres moyens créant de la flexibilité (dont l'effacement et le stockage) trouvent une rémunération supplémentaire. Mais une précaution reste néanmoins nécessaire: si les produits sont définis de façon trop étroite et sont découpés en trop de tranches, chacun des marchés les concernant risque d'être peu liquide. En conséquence le nombre de produits et de marchés doit rester limité.

3.3. La réforme du *design* du mécanisme d'ajustement

Rappelons d'abord les différences de *design* existantes entre mécanismes d'ajustement. D'abord il y a deux types de mécanismes d'ajustement: ceux avec un prix différent selon que le déséquilibre est positif ou négatif (Grande Bretagne, Pologne, France, Suède, Slovaquie, Danemark, Pays-Bas et Italie) et ceux avec un seul prix de déséquilibre, quel que soit le sens du déséquilibre (Norvège, Allemagne, Luxembourg, Espagne et Grèce). Ensuite il y a deux méthodes de définition des prix de l'écart: soit le prix moyen des offres de service d'ajustement (Grande Bretagne, Pologne, France, Danemark, Espagne et Autriche), soit le prix marginal des actions d'ajustement offertes (Suède, Italie, Grèce, Pays-Bas).

⁸ Par exemple sur le New England ISO market, les produits de *reserve market* comprennent en réserve tertiaire un produit « ten minutes spinning » sur 60', un produit « ten minutes non spinning » (déjà synchronisé) sur 60' et un produit « 30 minutes operating » (Baritaud, 2013 p. 72).

En bonne théorie économique il serait logique de choisir un prix qui monte au coût de la dernière offre pour rencontrer la demande de service d'ajustement pour révéler la rareté en période de tension du système. Mais on évite souvent de choisir cette règle économique 'naturelle' car les opérateurs pourraient profiter des situations de rareté en offrant des prix qui excèdent de façon substantielle leur coût marginal, du fait que les opérateurs sont en position d'exercer un fort pouvoir de marché pendant ces périodes de rareté. Les mécanismes qui utilisent le prix moyen pondéré des offres ont pour but de limiter le pouvoir de marché des producteurs et de réduire la volatilité des prix sur le mécanisme d'ajustement. Mais cela modifie les signaux de rareté pour investir en unités de pointe par le plafond de prix qu'impose de facto le niveau du prix de l'écart négatif, alors que le prix sur le MA pourrait monter à 10 000 €/MWh et plus (NERA, 2011). C'est un constat qui est rarement fait en Europe parce que les prix dans les marchés de l'énergie montent très rarement au-delà de 1000 €/MWh et jamais au niveau du prix plafond sur le *day-ahead* (3000 €). Il faut avoir en tête ce problème si l'on veut réformer les MA et les marchés de réserves afin de les rendre plus rémunérateurs pour la flexibilité afin de faciliter le déclenchement d'investissements dans des unités flexibles.

- **Des frontières difficiles à tracer entre marchés de produits-énergie et non-énergie**

La frontière entre ce qui relève des acteurs du marché et ce qui relève du GRT reste délicate à tracer. Selon la priorité accordée à tel ou tel objectif – donner des marges de manœuvre importantes au GRT par la possibilité de contracter en donnant la priorité à l'assurance de fiabilité, dissuader les déséquilibres des agents par une asymétrie des rémunérations sur le MA entre écarts positifs et écarts négatifs, à l'inverse limiter l'intervention du GRT à la fenêtre opérationnelle, permettre l'émergence d'échanges afin de valoriser la flexibilité nécessaire pour faire face à une production éolienne à grande échelle --,selon donc la priorité choisie, les échanges sur chaque sous-marché prendront plus ou moins d'importance. Du coup l'ensemble pourrait ne pas atteindre l'efficacité maximale qui serait recherchée.

Par exemple il y a un lien entre la liquidité de l'infra-journalier (qui permettrait de valoriser les «services de flexibilité») et les achats contractuels de services de réserve par le GRT (Weber, 2010 ; Bordreff et Neuhoff, 2012). Par exemple le montant des contrats de réserves passés par celui-ci (et il y en aura plus au fur et à mesure du développement de l'éolien et du PV) réduit le nombre d'unités de production qui pourrait faire des offres d'énergie sur l'infra-journalier et de produits de flexibilité sur le marché des réserves mobilisables dans la journée avant la fenêtre opérationnelle. A l'inverse les incitations recherchées pour limiter les interventions du GRT pourraient conduire à une structure de marché fortement verticale en instaurant trop de risques entre l'amont (production) et l'aval de la filière électrique.

Plusieurs autres problèmes se posent sur les MA par rapport à l'architecture de marché idéale pour intégrer des producteurs à apport variable et développer l'offre des produits de couverture de risque nécessaires :

- L'existence de contrats de réserves avec le GRT ou celle de contrats sur les réserves tertiaires que les GRT peuvent utiliser après avoir épuisé toutes les ressources offertes sur le MA tendent à déprimer les prix sur l'infra-journalier et sur le MA. Le processus est le suivant (Poÿry, 2011). Le GRT contracte d'abord ces réserves en les rémunérant par un paiement de la garantie de disponibilité et en prédéterminant un prix d'appel sur le MA en cas de besoin. Une partie des offres par les équipements non engagés dans ces contrats peuvent être exclues si ce prix d'appel n'est pas assez élevé. Dit autrement, les réserves contractualisées par le GRT affaiblissent le rôle de signal des prix car ces contrats établissent de facto un

plafond de prix et les prix du MA ne seront pas en mesure de rémunérer suffisamment les équipements on engagés dans les contrats (Baker et Gottstein, 2011).

- Lorsque sur le MA, les offres sont sélectionnées en fonction de l'ordre de mérite des prix offerts, et qu'en même temps elles ne sont pas rémunérées au prix de l'offre marginale -- ceci se fait soit en *pay-as-bid* (Autriche Italie), soit au prix moyen pondéré (Allemagne, France, Grande Bretagne) --, cette situation élimine toute possibilité d'arbitrage avec les autres marchés. Ce décalage dans le principe de rémunération peut entraîner un désalignement des prix sur les marchés successifs, notamment en conduisant à un prix inférieur à celui du day-ahead et a fortiori au prix de l'infra-journalier, ce qui en retour peut conduire à déprimer le prix sur le day-ahead après le constat récurrent de tels écarts par les opérateurs (Xian He, 2012).
- Si les ajustements en temps réel par les offres de services d'ajustement sur le MA sont mieux rémunérés que les ajustements opérés par les acteurs en achetant ou vendant sur l'infra-journalier, il va y avoir un jeu d'arbitrage entre les deux avec les producteurs-fournisseurs longs en capacité qui vont préférer offrir sur le MA et les ceux courts en capacité qui vont plutôt se « sourcer » en infra-journalier. Comme l'offre et la demande ne se concentrent pas sur les mêmes marchés, les liquidités risquent de rester faibles si l'on ne veille pas à cette question dans la définition des produits offerts sur le MA et sur la fixation des prix des écarts (Eurelectric 2011a ; Henriot, 2012)⁹.

3.4. Le complément d'un marché de contrats d'options pour l'énergie programmable

A côté d'un marché d'options de maturité courte sur l'infra-journalier pour sécuriser les dépenses de rééquilibrage des producteurs ENR et les revenus des offreurs de service de flexibilité, on peut imaginer aussi installer un marché de contrats d'option pour énergie programmable de maturité beaucoup plus longue (six mois) que les options très courtes mentionnées précédemment, et auxquels les producteurs ENR une fois responsabilisés pourraient souscrire (Bradbury, 2013). C'est une voie qui n'est encore empruntée nulle part, mais qui devrait apparaître attrayante.

Les participants au marché peuvent décider s'ils se couvrent contre les fluctuations du prix du marché infra-journalier et du mécanisme d'ajustement, qui sont bien plus conséquentes que sur le *day-ahead*¹⁰. Les contrats d'option sont offerts par des équipements flexibles ou autres ressources de flexibilité. La prime de l'option pourra contribuer pour les investisseurs, à mieux garantir le recouvrement problématique de leurs coûts fixes, sachant que les prix sur l'infra-journalier et sur le MA resteront beaucoup plus volatiles que sur le *day-ahead*.

L'ajout d'un tel marché permettrait de diversifier à la fois les offres de services de réserve et d'assurer plus de revenus aux unités flexibles d'un côté. Il permettrait aussi de diversifier les acteurs constituant la demande de tels services en faisant une place importante aux responsables d'équilibre dans l'hypothèse bien sûr où les producteurs intermittents le seraient. Ils choisiraient entre passer une option d'énergie programmable et faire face au prix de l'énergie non garantie pour gérer le risque de payer le prix des écarts du fait de leur production non programmable à 100%.

⁹ Voir le rapport d'Eurelectric (2011a) sur les problèmes posés par le développement de l'éolien.

¹⁰ Il est intéressant de rappeler que sur EPEXspot le plafond de prix est de 3 000€/MWh sur le day ahead et de 10 000 €/MWh sur l'infra-journalier.

4. AMÉLIORER L'INTÉGRATION DES MARCHÉS INFRA-JOURNALIERS ET D'AJUSTEMENT

L'objectif est de permettre une pleine utilisation des réseaux existants pour réduire les coupures et le contingentement des productions ENR et pour faire face aux chutes brutales de ces apports. Cette étape inclut le renforcement des capacités de transport pour mieux relier les apports éoliens à la demande et aux possibilités de flexibilité (unités flexibles, effacement de la demande, etc.) en élargissant le périmètre des marchés intégrés. Le *market coupling* (couplage de marché) entre les marchés *day-ahead* a déjà été une façon à la fois d'optimiser l'usage des interconnexions, notamment en extrême pointe pour la sécurité de fourniture de chaque système, et de rendre plus liquides les marchés par une allocation implicite conjointe de l'énergie et des capacités d'interconnexions.

L'élargissement du périmètre des marchés individuels, notamment par l'amélioration de l'intégration des marchés infra-journalier et des MA, vont venir en appui des nouveaux équilibres de très court terme aux horizons rendus encore plus proches par les caractères de la variabilité de la production ENR. Ceci permet de gagner en liquidité sur les échanges de court terme et au-delà, en convergence de prix de court terme. Au passage ceci permet également de profiter des anti-corrélations entre les aléas d'apport éolien ou PV, et ceux des demandes de pointe journalières dans les systèmes voisins comme d'ailleurs entre les demandes de pointe. Pour y parvenir, il faut que la mise en œuvre des nouvelles règles de marché s'effectue de façon appropriée, avec des règles non discriminatoires et équilibrées pour améliorer l'efficacité d'ensemble de l'exploitation des équipements.

4.1. Le couplage des marchés infra-journaliers

On assiste à une évolution vers une intégration des marchés infra-journalier en couplage de marché (*market coupling*), comme c'est le cas dans le dispositif d'EPEX en France et en Allemagne. L'unification constitue un des moyens de faciliter les échanges de services de réserves entre acteurs du marché (fournisseurs et producteurs) pour se rééquilibrer avant la fermeture des guichets et la fenêtre opérationnelle où les GRT prennent la main¹¹. Le processus du Modèle-Cible européen intègre un élargissement de ce *market coupling*, mais cela suppose une harmonisation des produits (par exemple les blocs d'énergie sur X minutes) et du design du marché (en sessions successives ou en continu jusqu'à la fermeture de chaque marché).

Mais la réalisation du Modèle Cible ne résoudra pas le problème d'allocation efficace des capacités d'interconnexions aux différentes échéances avant l'heure de livraison si on ne se focalise pas un peu plus sur les échanges transfrontières en infra-journalier (Bradbury, 2013). La recherche d'efficacité imposerait une réservation de la capacité d'interconnexion à ce type d'échanges. Sans cette mesure on risque de réduire la valeur de la flexibilité et donc les investissements en équipements flexibles qui pourraient être déclenchés par la perspective d'échanges avec les systèmes voisins. Ce pourrait être pourtant une possibilité attrayante pour les producteurs ENR responsables d'équilibre, d'affiner leurs positions au plus près du temps réel.

4.2. Améliorer les relations entre mécanismes d'ajustement

Les échanges de services auxiliaires qui, rappelons-le, ne s'effectuent qu'entre GRT s'opèrent juste avant la dernière fenêtre temporelle. A côté de l'option actuelle des échanges volontaires entre GRTs, on passerait soit à des échanges des surplus de produits-énergie et -réserve sur les MA

¹¹ On signalera au passage une difficulté posée par le *market coupling* au rééquilibrage en infra-journalier : Il ne traite pas de congestions à l'intérieur des systèmes, ni des *redispatchings* en infra-journalier qui deviennent de plus en plus importants avec le développement des productions éoliennes.

respectifs (après harmonisation des produits), soit, plus ambitieux, à un ordre de mérite qui leur serait commun après une harmonisation minimale du design des mécanismes et des produits.

Le modèle le plus achevé est celui établi entre les systèmes des pays nordiques, intégrés dans le Nordpool qui mettent leurs réserves dans un mécanisme commun dit « *Sharing Reserves* » (ou « *Multilatéral TSO-TSO mechanism* »)¹² en organisant un seul ordre de mérite commun aux systèmes. C'est une voie que les régulateurs devraient recommander comme idéal de coordination entre les systèmes.

Des modèles d'échanges plus simples sont proposés; ils permettent des échanges sur les offres de service de flexibilité en surplus, tels les « *Bilateral TSO-TSO mechanisms* » qui sont mis en place entre la France et la Grande Bretagne, puis entre la France et l'Espagne. Il porte sur les surplus de services qui sont offerts aux GRTs et qui pourraient être revendus ailleurs. Chaque GRT définit les marges requises afin d'assurer la sûreté de son système. Si un système est en écart positif par rapport à la marge de fiabilité et un autre en écart négatif, il peut y avoir un échange sur les surplus de réserves secondaires ou tertiaires. Ou plus largement si un GRT a des volumes de services-systèmes moins chers sur ce surplus que celui du GRT voisin, le « *cross-border exchanges* » permet un échange aux bénéfices des deux.

Les harmonisations minimales sur lesquelles les GRTs sont en train de se mettre d'accord concernent trois paramètres : le moment de la fermeture du dernier guichet, les produits d'ajustement (énergie, réserves), les règles de prix pour l'allocation des coûts d'équilibrage. Ils doivent aussi se mettre d'accord sur les possibilités de dédier une petite partie des capacités d'interconnexion à l'échange de services de réserve dans les produits d'ajustement (ENSTO-E, 2012). L'option actuelle est de favoriser l'harmonisation des produits d'équilibrage qui sont définis de façon arbitraire en relation avec ce que chaque GRT était habitué à gérer. Les experts de Poÿry pense plus judicieux d'harmoniser les offres basées sur les définitions des services de équilibrage (échéances, MW, taux de *ramping*) et non d'harmoniser des produits (Bradbury, 2013). Certes ceci requerrait des offres plus complexes, mais éviterait l'arbitraire dans la définition de produits qui reposerait, pour chacun, sur des compromis entre les produits spécifiques actuels.

4.3. Exploiter les possibilités de *netting* sur les produits de flexibilité

Des périmètres plus larges réduisent la demande globale de services d'équilibrage et réduit les coûts pour fournir l'énergie d'équilibrage du fait d'un plus large portefeuille d'équipements et de sources additionnelles de flexibilité. Cependant élargir le périmètre peut se heurter aux contraintes sur les réseaux de transport et les interconnexions qu'il faudra prendre en considération. Au moment où les infrastructures d'interconnexion sont congestionnées dans un sens, on ne peut transférer de services d'équilibrage dans cette direction.

Mais si, à un moment donné, il y a congestion des lignes Haute Tension (HT) dans une direction et qu'il ne peut y avoir envoi de services d'équilibrage dans cette direction, on peut par contre au même moment utiliser deux fois le volume de transport pour une utilisation en sens inverse. C'est particulièrement valable pour un système à forte part de capacité ENR pendant les périodes d'apports éoliens et PV très levés, où on est contraint de faire fonctionner peu de thermique et dont l'interconnexion est congestionnée. Celle-ci peut fournir à l'autre système des services d'ajustement et de flexibilité à hauteur de deux fois la capacité d'interconnexions. Le système importateur qui aurait moins d'éolien et plus d'équipements conventionnels en fonctionnement, pourrait potentiellement fournir plus de service d'ajustement à la hausse depuis ses capacités à l'autre système.

¹² TSO ou Transmission System Operator est la traduction de gestionnaire de réseau de transport.

5. COMBINER LES VALORISATIONS DE LA FLÉXIBILITÉ ET DE LA PUISSANCE GARANTIE EN POINTE

La question reste en effet ouverte. Les besoins de flexibilité dans le système ne recourent pas totalement le besoin de capacité disponible pendant l'extrême pointe ou en situation exceptionnelle, qui définit l'adéquation de capacité (Eurelectric, 2011a). Si on ne traite que le problème des besoins de flexibilité, les moyens additionnels qui auront été développés permettent-ils de résoudre le problème de l'adéquation de capacité en pointe dans ce système ? On est face à un problème classique d'économie de produits liés. La question est celle de déterminer le produit principal dont la demande est créée par l'introduction à grande échelle des ENR à apport variable, à savoir la demande de flexibilité ou celui du besoin de puissance garantie.

- **Le mécanisme de capacité seul**

Lorsque l'on considère que c'est l'adéquation, on l'associe à l'idée que le mécanisme de capacité encourage le développement suffisant d'unités de pointe flexibles (et les programmes de *demand response*) pour satisfaire à la fois les besoins de capacité garantie en pointe et les besoins de flexibilité (Shuttleworth, 2011; Baritaud, 2013).

Ce point de vue est à discuter. D'une part le besoin d'adéquation, c'est-à-dire l'assurance de disposer de capacités suffisantes et disponibles en pointe de demande ne correspond pas au besoin de disposer de suffisamment de ressources flexibles. Des unités de fonctionnement rigides peuvent être incitées à rester en exploitation par les revenus du mécanisme de capacité. Ceci ne résout pas le problème de devoir disposer hors pointe, d'un montant important de capacités de production (et d'effacement) d'offrant des possibilités de montée en puissance rapide et de souplesse pour des fonctionnements à puissance réduite. Le mécanisme de capacité ne le garantit pas vraiment, car il traite à égalité les offres d'équipements de fonctionnement rigide et celles d'équipements de fonctionnement flexible sur le mécanisme de capacité.

- **La valorisation de la flexibilité seule**

A l'inverse, si la flexibilité est considérée comme le bien principal, est ce que les nouveaux canaux de valorisation des ressources de flexibilité pour faire face à la variabilité des productions ENR seraient suffisants pour garantir qu'il y ait assez de capacité pour arriver au niveau d'adéquation recherché pour passer les pointes dans toutes les situations de demande de puissance et de production ENR, notamment celles de demande très élevée et apports ENR très faible en situation anti-cyclonique en hiver ?

On a vu précédemment les différentes possibilités de valoriser la flexibilité sur l'infra-journalier et le MA, par des ventes d'énergie sur le premier et par des ventes de produits de réserves et d'ajustement sur le second. On peut imaginer que de tels échanges marchands pourraient résoudre le problème du revenu manquant (*missing money*) pour investir en équipements de réserve, en plus d'assurer le développement d'une offre variée de services de flexibilité. Le marché rémunérerait les offreurs de tels services au coût du service marginal offert en *forward*. Ils recevraient plus que le coût marginal de l'offre du service de flexibilité dont ils disposent. Le prix des produits non-énergie sur ce marché s'accroîtrait pour avoir plus de MW de capacité programmable quand le besoin s'en manifeste. Si les marchés *day-ahead* et infrajournalier de l'énergie ne donnent pas assez d'incitations afin d'avoir le bon niveau de capacités flexibles, les marchés *forward* de services de flexibilité (réserves, ajustements) vont le faire par l'intermédiaire de la montée des prix jusqu'à ce qu'il y ait une capacité de service de flexibilité suffisante. La différence entre le coût d'un supplément de service de flexibilité (capital et exploitation) et le prix de ce marché représente le niveau de revenu manquant pour attirer des investissements suffisants en capacité flexible.

Mais les points de vue sont partagés sur le fait que les revenus des produits de flexibilité soient suffisants pour déclencher tous les investissements nécessaires pour assurer l'adéquation de capacité et la flexibilité nécessaire au système pour deux raisons. D'abord l'amélioration des règles et des designs de marchés pour permettre une bonne valorisation des services de flexibilité risque d'être trop progressive. (Il est douteux par exemple que les GRT et les régulateurs acceptent facilement de changer les règles de calcul du prix des écarts négatifs dans le mécanisme d'ajustement pour qu'il soit aligné sur l'offre marginale). De plus et surtout, les revenus à en tirer resteront toujours marqués par des risques prix et des risques volumes élevés, suscitant l'ajout d'une prime de risque sur les investissements nécessaires qui repousse leur déclenchement. On peut en déduire que ces nouveaux types de revenus ne seront pas suffisants pour que le système atteigne en même temps la cible d'adéquation de capacité qui lui permette de faire face aux situations les plus défavorables en pointe.

- **Une combinaison des deux**

On rencontre le point de vue intermédiaire consistant à considérer que l'installation d'un mécanisme de capacité doit s'accompagner de l'affinement des règles de marché pour permettre le développement de ressources flexibles, parce qu'on a besoin des deux (Gottstein et Skillings, 2013). Mais il faudrait aussi affiner le premier pour que les incitations par les marchés de la flexibilité et celles du mécanisme de capacité se combinent sans s'opposer pour que les deux biens soient disponibles en quantité suffisante.

Les mécanismes de capacité ne sont pas conçus *a priori* pour donner une valeur directe aux services de flexibilité et conduire consciemment au développement du potentiel de flexibilité nécessaire au système. A l'inverse le mécanisme de capacité de façon naturelle privilégie les équipements de pointe et les programmes d'effacement par rapport aux équipements de base. Les premiers sont des investissements capitalistiques du fait de leur faible durée d'utilisation par rapport aux équipements de base qui ont une longue durée d'utilisation annuelle. La part des revenus obtenus, via le mécanisme de capacité, par les premiers est beaucoup plus importante et plus essentielle pour déclencher l'investissement que pour les seconds. Or ils se trouvent que les équipements de pointe et les programmes d'effacement sont aussi les meilleures ressources flexibles

Il faut toutefois concevoir des mécanismes de capacité compatibles avec l'objectif de développement de la flexibilité, qui intègrent de nouvelles ressources de flexibilité, (comme les programmes d'effacement et la réhabilitation des centrales CCGT existantes et assez rigides d'exploitation en unités flexibles) et qui enfin ne récompensent pas indument les équipements rigides. Ils ne doivent pas être neutres technologiquement afin de déclencher plus d'investissement en ressources flexibles et de rendre plus rapidement obsolètes les équipements rigides. C'est ce que propose par exemple S. Kay-Bright (2013) avec un mécanisme centralisé d'enchères de contrats forward de capacité comportant trois enchères différentes: l'une pour les capacités les plus flexibles qui puissent opérer comme les unités de pointe, les capacités qui puissent s'adapter rapidement aux changements de la demande résiduelle (la demande après déduction de production ENR) et les capacités existantes plus rigides capables d'être disponibles en pointe.

6. CONCLUSION

Les ENR à apport variable (éolien, photovoltaïque) sont appelées à prendre une place très importante dans la production de certains systèmes électriques européens. La variabilité de leur apport fait du maintien de l'équilibre physique du système un véritable défi à partir d'une certaine part d'ENR dans la production. Outre les améliorations techniques nécessaires, la transformation du système nécessite d'améliorer du fonctionnement des différents marchés de l'énergie (*day-ahead*,

infra-journalier), des réserves et de l'ajustement pour l'exploitation d'ensemble du système et aussi pour inciter à l'investissement dans des ressources flexibles supplémentaires. Or la valeur de la flexibilité n'est pas révélée de façon appropriée sur les marchés actuels. Nous avons déjà un marché consacré à la flexibilité, le marché d'ajustement, mais il est loin d'être parfait pour valoriser la rareté de flexibilité. Les autres problèmes concernent la définition des produits de flexibilité inadaptée à des parts élevées d'ENR, la non-rémunération de certains services de flexibilité, faute de marché, et la difficulté d'échanger des produits de flexibilité entre systèmes, faute d'harmonisation.

La question est de savoir à partir de quel niveau de pénétration des ENR à apport variable il faut accélérer les changements de règles. La question se pose déjà sérieusement pour plusieurs pays européens, l'Allemagne, l'Espagne, l'Irlande, le Portugal notamment, mais sans doute beaucoup moins en France avec ses 3,5% d'ENR à apport variable. Ceci dit, à partir d'un niveau de 15-20% de parts d'énergie produite, les besoins de flexibilité pour le service d'équilibrage et les réajustements du réseau pour faire face aux nouvelles congestions augmentent. Le besoin de droits de fiabilité pour le contrôle de la fréquence et de la tension par l'offre de réserves primaires, secondaires et tertiaires s'accroît de façon plus que linéaire en fonction des quantités d'énergie injectées.

Comme le suggère les scénarios très fouillés de pénétration d'ENR à apport variable du Laboratoire National néerlandais ECN (2009), à partir d'un tel niveau on devrait responsabiliser de plus en plus strictement les producteurs ENR et introduire de nouvelles règles de marché. Quelles sont alors les règles les plus efficaces pour aménager les marchés afin d'organiser les échanges bilatéraux entre les producteurs intermittents responsabilisés, les offreurs de services de flexibilité et de réserves opératoires ? Quelles sont les plus efficaces pour offrir des produits d'ajustement plus fins aux GRT afin de mieux valoriser la flexibilité offertes par les différents moyens ? Ces règles doivent à la fois permettre des ajustements efficaces et envoyer les bons signaux de long terme pour le développement des équipements et de services *ad hoc*. Elles incluent l'harmonisation des produits de flexibilité et l'intégration des marchés infra journaliers et d'ajustement, objectifs qui pourront être atteints par la réalisation du Modèle Cible et le rapprochement des codes de réseau encore en discussion.

Bibliographie

Baker P. and Gottstein M (2013) *Capacity markets and European market coupling: can they co-exist?* RAP Discussion draft, March 13, 2015.

Baker P. et Gottstein M. (2011) *Advancing Both European Market Integration and Power Sector Decarbonisation: Key Issues to Consider*. Briefing Paper, Regulatory Assistance Project 1 (May 3, 2011).

Baritaud M., (2012). *Securing Power during the Transition: Generation Investment and Operation Issues in Electricity Markets with Low-Carbon Policies*. IEA Insight Series 2012. Paris: IEA.

Borgrefte D., Neuhoff K. (2012), *Balancing and Infra-journalized Market Design: Options for Wind Integration*, DIW Berlin discussion Paper 1162.

Bradbury S. (2013). *Capacity markets in EU Power Markets: can we progress to bilateral energy options?* Présentation PPT au colloque « CRMs in Europe », Paris Dauphine 16 avril 2013.

CE, (2014), Communication de la Commission « *Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020* », Com 2014/C 200/01 (avril).

CERA-IHS (2013), *Equilibrate service in Europe, Growing role amid patchwork playing field*. Decision brief January 2013.

Cometto M., Keppler J., (2013), *Renewables and nuclear energy: system effects in low carbon electricity*, Nuclear Energy Agency Report. Paris: OECD publishers.

Dale, L., Milborrow, D., Slark, R., Strbac, G, (2004). "Total cost estimates for large-scale wind scenarios in UK", *Energy Policy* n°32, 2004, 8p.

ECN (2009) *Regulatory roadmaps for large scale integration of electricity from intermittent resources in five national electricity systems* ECN contribution to the EU RESPOND program.

ENTSO-E, *Cross border capacity allocation for the exchange of ancillary services*, Position Paper de l' Ancillary Services Working Group, January 2012.

Eurelectric. (2011a), *Integrating intermittent resources into the EU electricity system by 2020, Challenges and solutions*. Task force Integration of renewable.

Gottstein M. et Schwartz L. (2010), *The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources: Experience and Prospects*, Regulatory Assistance Project. Policy Brief, May 2010.

Gottstein M. et Skillings A., (2012), *Beyond Capacity Markets - Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonised Power System*, RAP working paper.

He Xian (2012), "The economics of electricity energy storage and its interaction with the market rules", *Revue de l'Énergie*, n°609. Septembre-Octobre.

Henriot A., (2012), *Market design with centralized wind power management: handling low predictability in infra-journalized markets*, FSR Working paper.

Keay-Bright S. (2013). *Capacity Mechanisms for Power System Reliability: Why the traditional approach will fail to keep the lights on at least cost?* Working Paper, RAP Program.

Klessmann, C., Nabe, C., Burges, K., (2008), *Pros and cons of exposing renewable to electricity market risks—a comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK*, *Energy Policy* 36, 3646–3661.

IEA (2014). *The power of transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems* (IEA report), Paris: OECD publisher

Nabe, C., (2006). *Efficient Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizität market*. Dissertation, TU-Berlin. Urn: nbn: de: kobv: 83-opus-12484.

Pollit M. et Anaya (2013), *Flexible Plug and Pay: understanding best practice regarding interruptible connections for wind generation*. EPRG Working Paper. Cambridge University.

Rivier J., (2009), *Electricity market participation of wind farms: the success story of the Spanish pragmatism*, *Energy Policy*.

Shuttleworth G., *Electricity Market Reform: Assessment of a Capacity Payment Mechanism*, A NERA Report for Scottish Power, March 2011.

Strbac G. (2008), *Making networks fit for renewable: Managing intermittency*, Presentation PPT, 23 October 2008, (Meeting Project SuperGen flex), Brussels.

Weber C., (2010), Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems. *Energy Policy*, Vol.