Réseau de transport d'électricité

Mécanisme de capacité : synthèse des propositions de RTE

11 septembre 2013

Introduction

Les dispositions de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, codifiées aux articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie, établissent un dispositif d'obligation de capacité. Celui-ci prévoit que *« chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continentale, à la sécurité d'approvisionnement »*.

Le décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 en définit l'organisation générale. Les fournisseurs se verront attribuer une obligation qui dépend de la consommation effective de leurs clients lors des pointes de consommation ; ils devront pour la remplir détenir un certain montant de garanties de capacité en étant eux-mêmes exploitants de capacité ou en les acquérant auprès d'autres détenteurs de ces garanties ; les garanties de capacité seront initialement émises par RTE et attribuées aux exploitants de capacité selon la contribution prévisionnelle de leurs installations à la réduction du risque de défaillance lors des pointes. Il s'agit donc d'un mécanisme de marché fortement régulé par la puissance publique, sur lequel des acteurs obligés et les détenteurs de garanties échangeront des garanties. Le décret détaille comment seront déterminés les principes de certification des capacités pour leurs exploitants, les obligations des fournisseurs, l'organisation des échanges des garanties de capacité ainsi que les mécanismes de transparence associés.

Ces principes posés par le décret doivent faire l'objet d'une nouvelle étape de déclinaison, afin que le mécanisme puisse être opérationnel pour l'hiver 2016-2017. Tel est l'objet des règles, contrats et conventions qui doivent être approuvés par le Ministre et la Commission de régulation de l'énergie avant leur entrée en vigueur. RTE ouvre ainsi le 11 septembre 2013 une consultation publique sur le corpus de règles (au sens large) prévu par le décret, dont les principes retenus sont exposés dans cette synthèse.

La France est confrontée à des défis majeurs pour gérer avec succès sa transition énergétique. La transition énergétique représente le passage d'une société fondée sur la consommation abondante d'énergies fossiles, à une société plus sobre et plus écologique. Elle implique notamment de réaliser des économies d'énergie, d'optimiser les systèmes de production et de recourir de manière accrue aux énergies renouvelables. Le secteur électrique français actuel, compétitif et peu carboné, est largement le fruit des choix énergétiques passés (développement de l'hydroélectricité et du nucléaire, transferts d'usage vers l'électricité par le biais du développement du chauffage électrique, renforcement de l'indépendance énergétique de la France) qui ont majoritairement été réalisés dans les années 1970-1980. **Ces choix, cohérents au regard de l'indépendance énergétique, de la compétitivité et de la réduction de l'empreinte carbone, ont conduit à l'apparition d'un phénomène de pointe électrique qui présente une ampleur particulière en France.** De plus, ces dernières années, alors même que le rythme d'augmentation de la consommation moyenne s'infléchissait (en énergie), la puissance appelée à la pointe de consommation continuait, elle, à progresser de manière importante. **Le mécanisme de capacité français a été conçu comme une réponse à cette problématique, c'est-à-dire comme un moyen de modifier les comportements de consommation à la pointe (approche demande) et de susciter les investissements adéquats en installations de production et en capacités d'effacement (approche offre) dans un contexte où la propension des marchés de l'énergie à engendrer de tels investissements était mise en doute de manière générale en Europe**.

La pointe journalière se caractérise par une hausse importante de la consommation pendant quelques heures. Il est cependant plus juste de s'intéresser, en France, à la pointe saisonnière. En effet, la forte sensibilité à la température du système électrique français donne lieu à des consommations électriques importantes durant les périodes de grand froid, qui peuvent se prolonger sur plusieurs semaines. C'est bien ce phénomène de pointe qui constitue aujourd'hui l'aléa dimensionnant du système électrique français, c'est-à-dire celui autour duquel est construite l'approche nationale en matière de sécurité d'alimentation.

La pointe électrique n'est pas un problème en soi si elle peut être gérée de manière économique et écologique sans faire peser de risque sur la sécurité d'alimentation du territoire. Rien n'indique enfin que la poursuite des politiques de soutien à la transition énergétique conduira à une disparition des pointes. Au contraire, dans les années à venir, de nouveaux transferts d'usage vers le secteur électrique pourraient entrainer un accroissement de la pointe ou en tout cas avoir des conséquences sur la courbe de charge (par exemple, le développement du véhicule électrique pourrait conduire à des appels de puissance courts et intenses lors de certaines périodes de la journée.).

Ainsi, de manière plus générale, l'évolution en cours du mix énergétique conduit à des besoins en flexibilité croissants, notamment du côté de la demande, pour faire face à l'intermittence de ces moyens de production. De ce fait, l'aléa dimensionnant du système électrique français pourrait être amené à évoluer progressivement. **A terme, le mécanisme de capacité français doit ainsi pouvoir évoluer d'une vision uniquement centrée sur la pointe nationale à une approche intégrant la flexibilité nécessaire dans un système caractérisé par une pénétration plus forte des énergies intermittentes.** Les dispositions en cours d'élaboration doivent permettre cette évolution progressive.

Le mécanisme de capacité français doit donc servir à accompagner la transition énergétique en permettant une gestion économique de la pointe électrique, spécifique au système électrique français, en garantissant le niveau de sécurité d'alimentation déterminé par les pouvoirs publics. Il devra donner toute sa place au développement des effacements et des actions de maîtrise de la courbe de charge, conformément à la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 (dite « Brottes »).

Plusieurs modèles de mécanisme de capacité sont envisageables, comme l'attestent les choix faits actuellement ou par le passé par les différents Etats membres européens. Certains modèles de mécanismes de capacités (par exemple ceux mis en place en Suède ou en Finlande) ciblent en effet uniquement certaines capacités (on parle souvent de *réserves stratégiques*) : dans ce cas, les pouvoirs publics, appuyés par le gestionnaire du réseau de transport, évaluent la capacité manquante ou le besoin de capacité le cas échéant sur la base d'études d'adéquation. Ce type de mécanisme de capacité ciblé peut être restreint à de nouvelles capacités, ou aux actifs en fin de vie. La PPI (programmation pluriannuelle des investissements) permet déjà en France la mise en place de ce type d'approche ponctuelle en dernier ressort. **Le choix fait par le législateur pour le mécanisme français est différent dans la mesure où il vise à répondre de manière structurelle et non ponctuelle aux défaillances du marché de l'énergie et à la spécificité française de la pointe de consommation, et où toutes les capacités sont donc concernées**. Ainsi, toutes les capacités présentes à la pointe (ou lors des situations de tension du système électrique), et qui contribuent ainsi à la sécurité d'alimentation, sont éligibles à la valorisation de leur capacité. **Ce choix emporte une contrepartie forte : la valorisation de capacité doit être la conséquence de la disponibilité effective des capacités lorsque le système en a besoin.**

Le mécanisme français ne vise donc pas uniquement à stimuler l'investissement en de *nouvelles* capacités indépendamment du niveau de sécurité d'alimentation retenu par les pouvoirs publics : la grande majorité des capacités qui bénéficieront d'une valorisation seront des capacités existantes. Les engagements de disponibilité de la part des exploitants de capacité contractualisés avec RTE sont ainsi indispensables pour éviter que cette valorisation de capacité ne corresponde à une subvention sans contrepartie. Symétriquement, l'obligation de capacité est calculée en fonction de la consommation constatée à la pointe de l'ensemble des clients d'un fournisseur. Tous les consommateurs sont ainsi incités à s'effacer, ou à réduire leurs consommations, durant les périodes de pointe, incitation qu'un mécanisme qui vise uniquement certaines capacités est incapable de produire.

Le dispositif retenu permet également de piloter finement le niveau d'adéquation effectif du système électrique français vers le niveau de sécurité d'alimentation souhaité par les pouvoirs publics, ni plus (cela conduirait à des surcapacités, coûteuses pour le consommateur final qui serait *in fine* exposé aux coûts du dispositif), ni moins (la sécurité d'alimentation serait dégradée par rapport à des choix qui relèvent des pouvoirs publics et non des acteurs du système électrique). Il se justifie par la situation actuelle du système électrique français, qui est très proche de l'adéquation du fait de l'amenuisement progressif des marges d'ici la mise en œuvre du mécanisme, ce qui milite pour une détermination précise des paramètres du mécanisme et pour des contrôles qui rebouclent avec le « réel ».

Le mécanisme de capacité proposé est donc basé sur l'engagement de tous (fournisseurs, consommateurs et exploitants de capacité de production ou d'effacement) et permet une implication réelle des acteurs de marché, implication qui est elle-même garante que les objectifs assignés au mécanisme seront atteints. Le mécanisme renvoie par ailleurs à l'ensemble des acteurs les signaux économiques pertinents pour garantir la sécurité d'alimentation tout en s'intégrant harmonieusement dans les contextes français et européens des marchés de l'électricité, dans le respect des principes déjà mis en œuvre. Chaque acteur contribue au mécanisme à hauteur de ses propres responsabilités sur le système électrique.

Enfin, le mécanisme de capacité français n'empêche pas les échanges transfrontaliers d'énergie (il n'existe pas de clause de « rappel » de l'énergie) et s'intègre donc aux mécanismes déjà en place à l'échelle européenne (accès aux interconnexions, couplage des marchés). Les capacités localisées hors du territoire national sont intégrées de manière implicite par la réduction du coefficient de sécurité.

Les coûts pour les consommateurs finals doivent être maîtrisés et être différenciés selon la contribution de chacun à la pointe. Les choix techniques réalisés au sein du projet de Règles y contribuent, en assurant que tout consommateur qui ne consomme pas lors de la pointe de consommation n'engendrera aucune obligation pour son fournisseur. Les coûts du mécanisme sont ainsi attribués aux consommateurs qui sont à l'origine du phénomène de la pointe électrique. **Pour les consommateurs industriels non-thermosensibles, les analyses faites par RTE montrent que le coût de l'obligation de capacité devrait être très faible. Pour les consommateurs consommant en « ruban », ce coût pourrait même être négatif selon certaines hypothèses. Dans tous les cas, ces consommateurs pourront réaliser des gains nets s'ils sont en plus susceptibles de moduler leur consommation en s'effaçant lors des pointes.**

Le décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité prévoit l'élaboration de règles du mécanisme de capacité, qui comprennent :

- les dispositions déterminant les années de livraison et les périodes de pointe ;
- l'ensemble des dispositions relatives à l'obligation de capacité ;
- l'ensemble des dispositions relatives à la certification de capacité.

RTE est chargé par le décret de proposer ces Règles au Ministre chargé de l'énergie qui, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les approuve.

Par ailleurs, le décret prévoit qu'un ensemble de textes précisant les modalités et délais de différentes opérations relevant du mécanisme doivent être proposés par RTE et être approuvés par la CRE : documents contractuels accompagnant et complétant les dispositions réglementaires, modalités et méthodes spécifiques, etc. Pour assurer la cohérence d'ensemble et offrir aux acteurs du système électrique la vision la plus exhaustive possible sur le mécanisme en cours de mise en œuvre, tous les textes règlementaires devant être proposés par RTE ont été conçus en parallèle et sont soumis à consultation publique.

*

* *

Articulation d'ensemble du mécanisme prévue par le décret

Le mécanisme de capacité consiste en une obligation nouvelle pour les acteurs obligés (fournisseurs d'électricité, mais aussi les gestionnaires de réseau pour leurs pertes et consommateurs ne s'approvisionnant pas auprès d'un fournisseur) de contribuer à la sécurité d'alimentation en fonction de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients ou d'eux mêmes.

Pour remplir son obligation, chaque acteur obligé devra justifier chaque année d'un certain volume de garanties de capacité en lien avec la consommation de ses consommateurs (ou ses propres consommations ou pertes) pendant les heures de pointe dites PP1. Tout exploitant de capacité, qu'il s'agisse d'une capacité de production ou d'effacement de consommation, devra demander la certification de ses capacités auprès du gestionnaire du réseau auquel elles sont raccordées. Le volume de garanties de capacité allouées doit refléter leur apport à la sécurité d'alimentation sur la base notamment d'un engagement prévisionnel de la part des offreurs de capacités sur un niveau de disponibilité de leurs moyens et ceci, quelle que soit la nature de la capacité, pendant les heures de pointes dites PP2.

L'ensemble des dispositions du mécanisme, qu'il s'agisse de l'obligation des acteurs obligés ou de la certification des capacités, renvoie à chaque fois à la notion de risque de défaillance : le risque de défaillance constitue ainsi la pierre angulaire du mécanisme de capacité. Le risque de défaillance est déterminé à partir d'études probabilistes d'adéquation qui confrontent des situations de demande, dont certaines exceptionnelles, et des scénarios d'offre disponible soumis à des aléas. Le paysage de défaillance qui en résulte est pris en compte dans la détermination des paramètres du mécanisme. Pour permettre aux acteurs obligés, aux exploitants mais aussi à des acteurs tiers d'échanger des garanties de capacité, le mécanisme de capacité permet d'effectuer des transactions de manière bilatérale ou sur des marchés organisés. Cette organisation s'inscrit ainsi comme un prolongement naturel de l'organisation en vigueur sur le marché de l'énergie.

Les acteurs obligés et les exploitants de capacité sont incités financièrement à respectivement remplir leur obligation et respecter leur engagement. Le règlement financier pour les écarts est adapté en fonction de l'état global du système.

Le premier exercice débute au 1er juillet 2016 et se termine au 30 juin 2017, période correspondant à la première année de livraison. La période du 1er novembre 2016 au 31 mars 2017 constitue la première période de livraison pendant laquelle les heures de pointe PP1 et PP2 seront identifiées.

*

* *

Principes pour le calcul de l'obligation

Disposition prévues dans le décret :

Le montant de l'obligation en garanties de capacité doit refléter la contribution de chaque consommateur au risque de défaillance qu'il génère sur le système électrique français. Cette contribution est calculée à partir de la consommation mesurée pendant les heures dites PP1, qui correspondent aux heures où le risque de défaillance est le plus élevé. Les acteurs obligés disposent de deux leviers pour remplir au mieux leur obligation pour une année : soit diminuer leur consommation à la pointe, soit disposer des garanties de capacité suffisantes.

La détermination de l'obligation se fait en deux étapes. Premièrement, la puissance de référence est calculée à partir de la consommation constatée de chaque consommateur et des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution pour leurs pertes, afin de satisfaire à l'objectif de sécurité d'approvisionnement. La consommation constatée est corrigée de la sensibilité de la consommation à la température de l'acteur obligé et de la puissance effacée des capacités d'effacement certifiées activées durant les heures PP1. Deuxièmement, la puissance de référence de l'acteur obligé est multipliée par un coefficient de sécurité tenant compte notamment de l'apport des interconnexions.

La période de pointe PP1 constitue la période sur laquelle la mesure de la consommation constatée est effectuée pour être intégrée à la détermination de la puissance de référence et in fine au volume de l'obligation de capacité.

Quinze jours avant la date limite de cession de garanties de capacité, RTE calcule, pour chaque acteur obligé, le déséquilibre entre le montant de l'obligation de capacité de l'acteur obligé et le montant de garanties de capacité figurant sur le registre des garanties de capacité. L'acteur obligé a la possibilité de se rééquilibrer en achetant ou vendant des garanties de capacité jusqu'à la date limite de cession.

Pour effectuer ce calcul, les gestionnaires de réseaux de distribution transmettent à RTE les puissances de référence par acteurs obligés. RTE agrège ces informations avec celles issues des sites de consommations raccordées au RPT fournis par ces acteurs obligés.

Passé cette date, RTE notifie aux acteurs obligés le montant du déséquilibre final, ainsi que le règlement financier associé. Les acteurs obligés ont alors jusqu'à la date limite de recouvrement pour régler le montant financier qui leur a été notifié. RTE notifie à la CRE

l'écart final en capacité de chaque acteur obligé, compte tenu du règlement financier effectivement versé par l'acteur obligé.

Modalités retenues dans les règles

C'est au regard de la contribution des clients de leur portefeuille au risque de défaillance que l'obligation des fournisseurs sera établie. **Ce risque de défaillance existe lors de période de pointe. C'est la consommation à la pointe qui est représentative du risque généré.** Un client qui ne consomme pas à la pointe n'a pas d'obligation de capacité.

Concrètement, le calcul de l'obligation, basé sur la consommation lors des heures de pointe PP1 est le suivant :

$$\boldsymbol{Obligation_{Fournisseur}} = \boldsymbol{C_{sécurité}} \times \begin{bmatrix} \boldsymbol{Conso_{FournisseurHorsNEB}} + \boldsymbol{P_{effacementcertifiesactives}} \\ +\boldsymbol{Gradient_{fournisseur}} \times (\boldsymbol{T°_{extrême}} - \boldsymbol{T°_{Réalisé}}) \end{bmatrix}$$

- Paramètres publiés par RTE : $\boldsymbol{C_{sécurité}}$ et $\boldsymbol{T°_{extrême}}$
- Données mesurées et/ou calculées : $\boldsymbol{Conso_{FournisseurHorsNEB}}$, $\boldsymbol{P_{effacementcertifiesactives}}$, $\boldsymbol{Gradient_{fournisseur}}$, $\boldsymbol{T°_{Réalisé}}$

Coefficient de sécurité

Le coefficient de sécurité reflète les marges nécessaires à la couverture des aléas résiduels sur la demande (aléas hors aléa thermosensible) et sur l'offre ainsi que la contribution des interconnexions. **Pour la première année de livraison, le coefficient de sécurité proposé par RTE vaut 0,93.**

Période PP1

La définition de la période PP1 proposée permet d'inciter l'activation d'actions de maitrise de la consommation à la pointe, valorisées en tant que réduction de l'obligation, pour ainsi contribuer à la réduction de la pointe de consommation. Elle correspond aux plages horaires [07h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[des jours signalés par RTE. Les jours signalés ne sont pas fixés avant la période de livraison. Cependant, ils appartiennent toujours aux jours ouvrés des mois de novembre à mars, diminuée de la période dite de rupture correspondant aux vacances scolaires de Noël. Le projet de règles prévoit que RTE signale les jours PP1 la veille pour le lendemain. Ce signalement est fondé majoritairement sur un critère de consommation (les jours prévus de plus forte consommation). Le volume de jours PP1 signalés varie entre 10 et 15.

Le choix d'une période PP1 ciblée entre 100 heures et 150 heures encourage la flexibilité au niveau de la demande et permet ainsi de diminuer le niveau de la pointe de consommation en puissance.

Au contraire, le choix d'une autre méthode de détermination de l'obligation des fournisseurs, basée sur une période PP1 étendue, n'engendrerait aucune incitation pour les acteurs à réduire leur consommation lors des périodes de pointe. Une telle méthode alternative serait certes en partie porteuse d'incitations à la réduction de la consommation en énergie, mais le mécanisme de capacité n'a pas vocation à se substituer aux politiques de MDE : son objet est limité au traitement des périodes de pointe de consommation. Une période PP1 étendue conduit de plus à attribuer une obligation de capacité à des consommateurs qui ne consomment pas du tout lors des périodes de pointe, ce qui est contraire au principe selon

lequel les coûts de la gestion de la pointe doivent être supportés par ceux qui en sont à l'origine. Elle ne semble donc pas répondre aux objectifs fixés par les pouvoirs publics.

La question de la sensibilité de l'obligation aux scénarios climatiques rencontrés (c'est-à-dire à la distribution sur une année donnée des heures de plus forte consommation PP1) est néanmoins pertinente, et mérite d'être traitée. RTE considère ainsi que des mesures de stabilisation de l'obligation de capacité peuvent être envisagées dans la mesure où elles ne font pas échec au principe selon lequel un fournisseur qui parviendrait à réduire la consommation de ses clients durant les jours de pointe PP1 doit avoir une obligation réduite en conséquence.

RTE a procédé à une évaluation de cette sensibilité :

- l'obligation agrégée au niveau France n'est que faiblement dépendante du scénario climatique (moins de 1% pour une année centrée sur l'hiver). Les effets liés à la part saisonnière mais non thermosensible de la consommation apparaissent donc négligeables au premier ordre ;
- l'obligation calculée au niveau de chaque fournisseur dépend davantage du scénario climatique, cet effet étant essentiellement dû aux évolutions des périmètres de consommation des différents fournisseurs en début d'année civile.

Des dispositifs de stabilisation sont envisageables par rapport à une application stricte de la logique selon laquelle la période PP1 est restreinte aux heures constatées comme les plus chargées.

En premier lieu, **le signalement en amont des jours PP1 confère un surcroît de visibilité aux acteurs, même si la précision des heures PP1 devrait en être légèrement détériorée : cette évolution a été intégrée au projet de règles du 9 septembre 2013.**

En second lieu, les études réalisées par RTE sur le choix de l'année de livraison (année calendaire ou année « à cheval ») illustrent l'arbitrage nécessaire à réaliser entre la précision du mécanisme (le fait qu'il porte réellement la pointe) et la stabilité des paramètres qu'il engendre. Le choix privilégié par RTE d'une année de livraison couvrant tout l'hiver limite la volatilité du volume d'obligation au niveau France liée à l'évolution structurelle de la consommation, mais conduit à une volatilité plus forte au niveau de l'obligation individuelle de certains fournisseurs. Ainsi, même si la logique physique du système électrique demeure bien celle d'une année à cheval, **il pourrait être envisagée de faire coïncider les années de livraisons avec les années civiles**, afin de neutraliser l'essentiel des effets liés aux changements de périmètre et donc de diminuer fortement la sensibilité de l'obligation aux scénarios climatiques. Cette modification n'a pas été introduite dans le projet de règles à ce stade, mais est envisageable et peut être travaillée avec les acteurs d'ici la fin de la consultation.

Température extrême

Pour corriger la sensibilité à la température, la consommation des fournisseurs est extrapolée à une température extrême correspondant à une vague de froid décennale en fonction d'un gradient de température représentant la sensibilité de leur consommation au froid. **Concrètement, il s'agit de calculer l'obligation comme si chaque année la vague de froid décennale avait lieu. Pour la première année de livraison, la**

température extrême est une chronique journalière précisée dans le projet de règles, dont la valeur moyenne est proche de -3°C.

Gradient

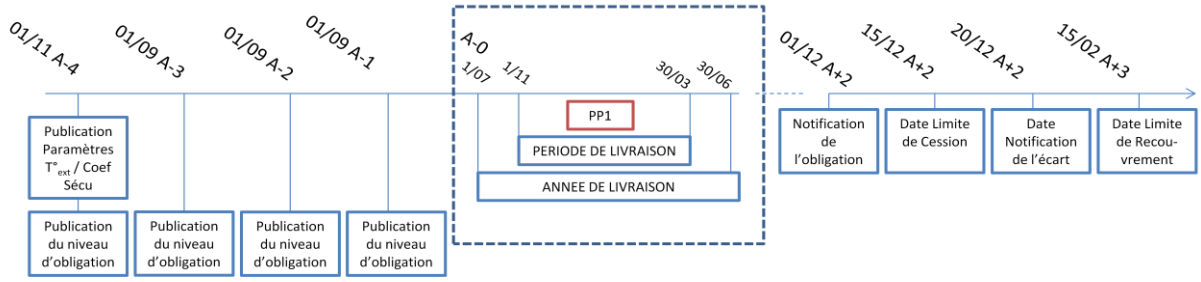
La méthode générique présentée par RTE consiste à élaborer, pour chaque fournisseur et à l'issue de la période de livraison, le gradient de consommation sur la base des mesures de consommation collectées durant la période hivernale qui s'achève, à l'exception des jours fériés et de la période correspondant aux vacances de fin d'année. Cette méthode assure formellement que l'obligation de chaque fournisseur correspond à sa contribution au risque de défaillance.

Pour autant, la détermination du gradient peut soulever des problématiques de prévisibilité pour les fournisseurs, notamment durant les premières années du mécanisme de capacité correspondant à une phase d'apprentissage.

RTE propose la mesure de simplification suivante, valable au moins lors des deux premières années de livraison du dispositif, afin de faciliter son appropriation par les parties prenantes : fixer dans les règles la valeur du gradient à 0 pour certaines classes de consommateurs (les consommateurs raccordés au RPT ainsi que les consommateurs raccordés aux réseaux de distribution et considérés comme non thermosensibles) pour lesquels la mesure ex post aurait de toute façon conduit à trouver des valeurs faibles.

Les paramètres de calcul de l'obligation sont déterminés 4 ans à l'avance. En définissant à l'avance les paramètres du mécanisme, les acteurs obligés ont la possibilité d'estimer le montant de leur obligation et mettre en œuvre d'éventuelles actions de maîtrise en fonction de leur prévision de consommation.

Chronologie synthétique concernant l'obligation :



*

* *

Principes liés à la certification

Disposition prévues dans le décret :

Le décret dispose que tout exploitant d'une capacité, ou une personne mandatée par lui, présente, pour chaque année de livraison, une demande de certification de sa capacité au gestionnaire de réseau auquel il est raccordé. **La certification vise à valoriser une capacité à hauteur de sa contribution à la réduction du risque de défaillance au travers du volume de garanties qui lui est alloué pendant les heures de pointe**

dites PP2. Cette contribution renvoie aux caractéristiques propres de la capacité (disponibilité, contraintes de stock, commandabilité, contraintes dynamiques) qui est à mettre au regard du système électrique donné (parc de capacités et structure de la demande) et du critère de sécurité d'alimentation retenu par les pouvoirs publics. Ainsi la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité est indépendante du choix des paramètres de certification. Tout l'enjeu de la définition de ces paramètres est donc de traduire au mieux la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité.

Par ailleurs, le décret dispose d'un *« principe de non discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par une réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement »*. Ainsi, un effacement doit obtenir une valorisation équivalente qu'il soit pris côté demande en tant que réduction de l'obligation ou bien côté offre en tant que capacité certifiée, qui *renvoie directement à sa contribution à la réduction du risque de défaillance*. Ce principe impose une cohérence, côté obligation et côté certification des méthodes d'estimation de la contribution des effacements et des périodes de pointe PP1 et PP2.

Le régime général de certification du décret repose sur l'attribution d'un volume de garanties dépendant de la disponibilité effective et contrôlable des capacités associées. Les exploitants de capacités de production et d'effacement de consommation sont tenus de conclure avec RTE un contrat de certification de leur capacité, par lequel les exploitants s'engagent sur le caractère effectif de leur capacité. Par ce contrat, les exploitants s'engagent sur un certain niveau de capacité, et se voient octroyer en fonction de ce niveau de capacité, un montant de garanties de capacité. Afin de foisonner les aléas, les exploitants de capacité sont rattachés à un responsable de périmètre de certification (RPC), qui est redevable d'un règlement financier des écarts en cas d'écart entre la capacité certifiée et la capacité effectivement disponible l'année de livraison considérée sur les heures PP2. Après cette année de livraison, RTE calcule les écarts pour chaque responsable de périmètre de certification, au vu de la disponibilité réelle des capacités. Un règlement financier relatif aux RPC est payé par le responsable de périmètre de certification.

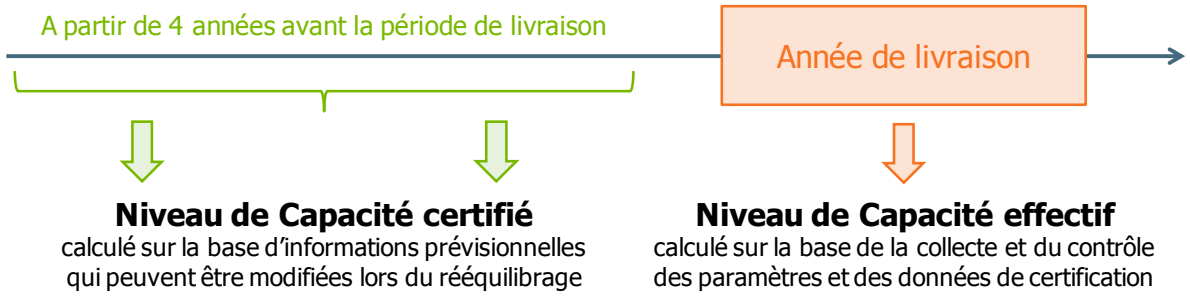
Les offreurs de capacités peuvent procéder à des rééquilibrages à la hausse ou à la baisse, selon la disponibilité prévisionnelle de leurs capacités (c'est-à-dire à une « recertification » de leur capacité à une valeur plus proche de la réalité attendue). Dans le cas d'un rééquilibrage à la baisse, le responsable de périmètre de certification restitue à RTE les garanties de capacité correspondant au volume de rééquilibrage retenu. Un nouveau contrat de certification avec l'exploitant de la capacité, qui annule et remplace le précédent, est alors conclu. Dans le cas d'un rééquilibrage à la hausse, des garanties de capacité supplémentaires sont créées par RTE et attribuées à l'exploitant de capacité concerné.

<u>Modalités retenues dans les règles</u>

La méthode de certification proposée dans les règles consiste :

- **à certifier les capacités sur la base de données déclaratives fournies par les exploitants de capacité ;**
- **à mesurer le niveau de capacité effectif sur la base des contrôles effectués lors de l'année de livraison;**
- **à traiter dans le cadre des règlements financiers les différences constatées entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif.**

La certification des capacités conduit à l'attribution de garanties de capacité. Celles-ci sont inscrites au compte de l'exploitant dans le registre des garanties de capacité.



Les modalités précises de certification (calendrier, méthode) varient selon le type de capacité concerné. Les Règles distinguent les 4 catégories suivantes à cet effet :

- les capacités de production existantes, qui ont l'obligation de demander à se faire certifier 3 ans avant le début de l'année de livraison ;
- les capacités de production en projet, qui peuvent demander à se faire certifier dès la signature du premier règlement de la convention de raccordement signée ;
- les capacités d'effacement existantes, qui peuvent se faire certifier jusqu'au début de la période de livraison ;
- les capacités d'effacement en projet, auxquelles le même régime que pour les capacités d'effacement existantes est appliqué.

Les exploitants de capacités adressent leur demande directement au gestionnaire de réseau auquel la capacité est raccordée.

Les capacités inférieures à 1 MW doivent faire une demande de certification groupée.

Le calcul du nombre de garanties de capacité, appelé « niveau de capacité certifié », dépend de la puissance disponible pendant les heures de pointes PP2, retraitée en fonction des contraintes de stock de la capacité.

La période PP2 correspond aux plages horaires [07h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[(soit 10 heures par jour) des jours signalés par RTE. Un signalement des jours PP2 est mis en place ; il est transmis en J-1. Ce signalement est fondé sur un critère prenant en compte la consommation (les jours prévus de plus forte consommation) et les tensions prévisionnelles auxquelles est soumis le système électrique français. Tous les jours signalés pour PP1 sont des jours signalés pour PP2 (inclusion de PP1 dans PP2). Le volume de jours PP2 signalés varie entre 10 et 30. **Le choix de la période PP2 correspond donc au choix de la meilleure mesure permettant d'obtenir le meilleur estimateur de la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance.** Cette disposition responsabilise les exploitants sur la disponibilité de leurs capacités lors des réelles situations de risque pour la sécurité d'alimentation. Elle assure la cohérence entre contribution à la réduction du risque de défaillance et volume de garanties alloués, y compris pour les capacités ayant des disponibilités courtes notamment les capacités de pointe et les effacements de consommation. Elle permet de respecter la disposition du décret de non discrimination entre effacements certifiés et réduction de l'obligation et elle limite également l'éventuel effet d'aubaine d'une double valorisation pour des capacités d'effacement. La période PP2 n'est pas arrêtée avant l'année de livraison de manière administrée et les incitations financières assurent que les exploitants de capacité respectent leurs engagements

et donc que les capacités certifiées soient disponibles pendant les heures de pointe PP2. Ces dispositions cohérentes ne perturbent pas le marché de l'énergie puisqu'elles se basent sur la disponibilité et non l'activation des capacités.

Une capacité ou plusieurs capacités de taille réduite qui ont été certifiées forment une entité de certification. Cette entité de certification est inscrite au registre des capacités certifiées.

La certification qui est réalisée sur des données déclaratives des exploitants, doit reposer sur des mesures de contrôle efficaces.

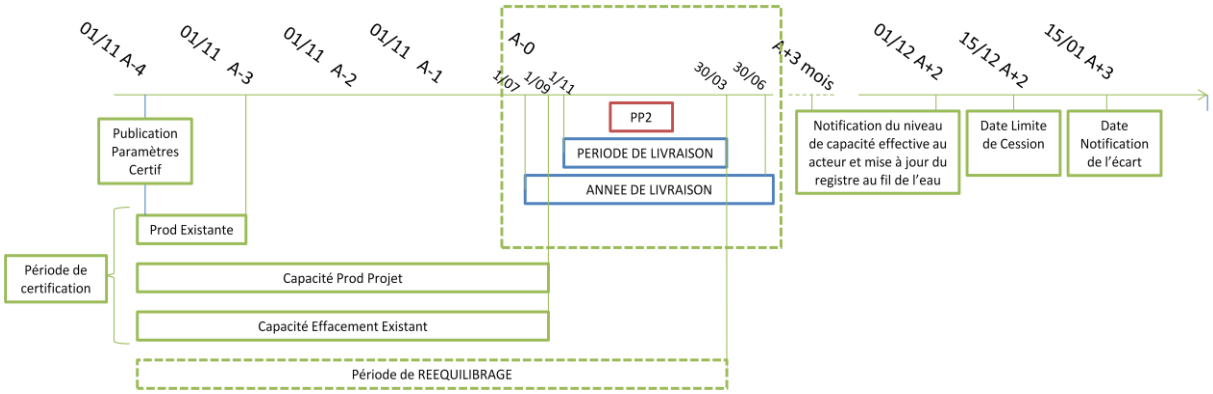
Pour le contrôle de la production intermittente, la proposition retenue à ce stade est d'utiliser la mesure de la production injectée sur le réseau pour le calcul du niveau de capacité effective. Cette proposition pourra faire l'objet de discussions ultérieures. Cette proposition technique ne tient pas compte des éventuelles dispositions particulières que mettra en place la CRE pour les capacités sous contrats spécifiques (type obligation d'achat). Dans ce cas, le cadre des incitations financières sera alors différent. Des méthodes pour la certification et le contrôle de ces capacités différentes pourront être envisagées, et reposer davantage sur des valeurs normatives par exemple.

Pour le contrôle des capacités commandables, le niveau de capacité effectif d'une capacité est calculé sur la base des informations collectées en temps réel et contrôlées a posteriori. Les données collectées proviennent des mécanismes existants ou qui seront créés ultérieurement. Les données contrôlées proviennent des outils de mesure et des audits réalisés. C'est la combinaison des deux (collecte et contrôle) qui assure l'efficacité du contrôle des engagements.

Le rééquilibrage est le dispositif qui assure la cohérence entre le « marché » et le « physique ». Le dispositif de rééquilibrage proposé par RTE permet à un exploitant de capacité de transmettre une demande de rééquilibrage lorsque survient un aléa modifiant son niveau de capacité effectif. La structure du rééquilibrage est de nature à inciter les exploitants à procéder à ce rééquilibrage au plus vite dès la constatation d'une divergence entre niveau de capacité effectif et niveau de capacité certifié. Par là même, le dispositif assure que l'offre en capacité sur le marché reflète à tout instant la meilleure estimation du niveau de capacité effectif. L'enjeu du rééquilibrage n'est donc pas moins que de garantir la cohérence des signaux véhiculés par le marché avec la situation physique. Il apparait donc fondamental que dans le cadre du mécanisme de capacité, soit maintenu un signal marché reflétant la situation physique. Le rééquilibrage en capacité des RPC en est un des dispositifs structurants. L'ensemble des aléas sur le physique, y compris ceux pouvant intervenir au cours de la période de livraison, doivent pouvoir être transmis au marché via le rééquilibrage. Celui-ci est autorisé jusqu'à la fin de la période de livraison de manière à ce que la cohérence du marché soit garantie même pendant la période de livraison. RTE propose que les redéclarations faites dans le cadre d'un rééquilibrage soient effectuées à coût nul jusqu'au début de la période de livraison. Il augmente ensuite progressivement durant la période de livraison.

Certains acteurs ont exprimé la crainte qu'un accès gratuit au rééquilibrage n'incite pas suffisamment les exploitants à certifier leurs capacités à des valeurs représentatives de leurs anticipations réelles, et puisse conduire à des manipulations de marché. Des modalités spécifiques portant notamment sur les modalités de rééquilibrage avant le début de la période de livraison pourraient être introduites en réponse. RTE est prêt à y travailler durant la phase de consultation qui s'ouvre, avec les acteurs intéressés.

Chronologie synthétique concernant la certification :



*

* *

Principes pour le règlement financier des acteurs

Dispositions prévues par le décret

Le décret dispose que le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs est proportionnel au déséquilibre entre le montant de l'obligation de capacité du fournisseur et le montant de garanties de capacité figurant sur le compte du fournisseur et à un prix unitaire dépendant du signe du déséquilibre.

La méthode de calcul du prix unitaire du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité est déterminée de manière *à assurer à moyen terme une incitation économique à la satisfaction de l'obligation de capacité des fournisseurs, inciter les fournisseurs à évaluer leurs besoins en garanties de capacité, en vue de remplir leur obligation de capacité, sur la base d'une estimation de bonne foi de la puissance de référence de leurs clients et limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs.* (IV de l'article 6)

Le décret dispose que le règlement financier relatif aux écarts des responsables de périmètre de certification est fonction de l'écart du RPC, c'est à dire la différence entre les niveaux de capacité effectifs et les niveaux de capacité certifiés cumulés des capacités certifiées rattachées à son périmètre compte tenu des contrats de certification conclus après rééquilibrage et de la somme algébrique des volumes de rééquilibrage effectués ainsi que, dans le cas où plusieurs rééquilibrages successifs ont eu lieu, du nombre et du sens de ces rééquilibrages successifs. Pour un même écart, le recours au rééquilibrage augmente la valeur algébrique du règlement financier par rapport à une situation sans rééquilibrage.

La méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification est déterminée de manière à assurer à moyen terme une incitation économique à la satisfaction de l'engagement des exploitants, inciter les exploitants de capacité à transmettre, lors des demandes de certification et de rééquilibrage, des informations sincères, en particulier pour ce qui concerne la disponibilité prévisionnelle de leur capacité et limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du RPC et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs.

Modalités retenues dans les règles

Afin de limiter les possibilités d'arbitrage et véhiculer les bonnes incitations, le rééquilibrage en capacité des acteurs obligés et le règlement des écarts des RPC sont calculés avec le même prix unitaire.

Les acteurs obligés ou les RPC en écart négatif versent sur le fonds de règlement des écarts qui leur est dédié un montant égal à leur écart multiplié par le prix de règlement des écarts négatifs. Ceux en écart positif reçoivent du fond qui leur est dédié un montant égal à leur écart multiplié par le prix de règlement des écarts positifs. Ce montant pourra être réduit dans le cas où le solde du compte ne suffirait pas à rémunérer l'ensemble des acteurs en écart positif. Dans ce cas, le montant versé aux acteurs en écart positif est effectué au prorata de leur écart.

Les paramètres afférents au règlement des écarts sont fixés en amont. **La matrice de règlement des écarts a été simplifiée par rapport au modèle présenté le 11 juillet. Notamment, elle n'inclut plus de « fonction de lissage » dépendant de l'état du système électrique : le règlement des écarts est simplement différencié selon que la sécurité d'approvisionnement est menacée ou non.**

Le prix de règlement des écarts est défini sur la base du prix de marché de garanties, qui reflète la tension réelle du système électrique. Un coefficient d'incitation K défini dans les règles du mécanisme de capacité permet d'assurer l'incitation à recourir au marché plutôt qu'à attendre le règlement des écarts.

A l'issue de la période de pointe, RTE calcule l'écart global réalisé, qui correspond à la différence algébrique entre le niveau de capacité effectif global et le niveau d'obligation effectif global. Si l'écart global est inférieur un écart limite, le prix de règlement des écarts négatifs bascule sur un prix administré. Les acteurs disposeront, à l'entrée de la période de livraison, des informations sur l'état comparé des volumes de capacité et du niveau d'obligation prévisionnel.

	Sécurité d'approvisionnement menacée Ecart global ≤ Ecart limite	Sécurité d'approvisionnement non menacée Ecart global ≥ Ecart limite
Prix de règlement des écarts négatifs	Padmin	(1+K) Pm
Prix de règlement des écarts positifs	(1-K) Pm	(1-K) Pm

Matrice de règlement des écarts

Les soldes éventuellement constatés sur les fonds sont redistribués aux utilisateurs du réseau.

Le règlement financier ainsi défini transmet aux acteurs de marché les bonnes incitations pour couvrir leur obligation, respecter leurs engagements et éviter les arbitrages. En effet, lorsque la sécurité d'alimentation n'est pas menacée, **le prix de règlements des écarts est fonction des prix de marchés plusieurs années à l'avance et ne dépend pas**

du prix des transactions lors de l'année de livraison. Ceci permet de donner de la visibilité aux acteurs. Ainsi, lorsque la sécurité d'alimentation n'est pas menacée, les acteurs in fine sont rémunérés sur la base du réalisé au prix de marché. Lorsque la sécurité d'alimentation est significativement menacée, le prix de règlement des écarts négatif est égal à une pénalité administrative fixée par les pouvoirs publics.

L'exemple ci-dessous illustre le processus pour deux RPC :

- K = 0.1
- Ecart Limite = - 2GW
- Ecart Global = - 1GW
- Pm = 10

	Niveau de capacité certifié	Niveau de capacité Effectif	Ecart	Revenu Vente Marché	Règlement financier	Revenu Total	Revenu sans écart (reéquilibrage du RPC)
	NCC	NCE	NCE-NCC	100 *Pm	-Ecart *(1±K) Pm	Vente -Reg Fi	NCE * Pm
RPC 1	100	90	-10	1000	110	890	900
RPC 2	100	110	10	1000	- 90	1090	1100

Le modèle proposé par RTE vise à mobiliser un maximum de leviers d'actions pour pallier les aléas intervenant sur l'équilibre offre-demande et limiter ainsi les surcoûts pour les consommateurs. A cette fin, le marché de capacité doit refléter le plus fidèlement possible l'état physique du système électrique à toutes les échéances. Les exploitants de capacité s'engagent sur leur niveau de disponibilité pendant l'année de livraison et sont incités à révéler leur meilleure prévision.

Ainsi, par exemple, un aléa d'indisponibilité sur le parc de production a des répercussions sur le marché de capacité dont le prix augmente. Cette hausse du prix doit permettre de mobiliser les leviers potentiels existant à l'échéance considérée : par exemple, les effacements de consommation (qu'ils soient certifiés ou soient comptabilisés comme réduction de consommation). Inversement, si le système électrique révèle des surcapacités, le prix de marché de la capacité devrait diminuer. Il s'agit d'une opportunité pour les exploitants dont le coût de maintien en disponibilité est important de fermer leur capacité (éventuellement provisoirement) sans surcoût significatif.

*

* *

L'impact de la mise en place du mécanisme de capacité sur le consommateur est modéré.

Les choix techniques réalisés dans le projet de Règles contribuent à limiter le surcoût pour le consommateur : prise en compte dans le coefficient de sécurité de l'apport des capacités localisées hors du territoire national par l'intermédiaire des interconnexions, modalités de certification étendues pour les effacements leur permettant d'être sollicités y compris durant

la période de livraison. Le transfert des capacités associées à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) permet en outre à l'ensemble des consommateurs, de bénéficier de la valeur capacitaire correspondante du parc nucléaire historique sans surcoût.

Pour les grands sites industriels ayant un profil de consommation peu saisonnalisé, l'impact économique de la mise en place du mécanisme de capacité devrait être très faible, voire nul pour un consommateur consommant en « ruban ». Les consommateurs à profil de consommation plat susceptibles de valoriser leur flexibilité en s'effaçant lors des pointes de consommation pourraient même être bénéficiaires nets du dispositif.

Les effets sont un peu plus importants pour les consommateurs disposant d'un profil plus saisonnier, mais demeurent limités pour les mêmes raisons, voire nuls ou même positifs pour les consommateurs susceptibles de s'effacer.

Les impacts de la mise en place du mécanisme de capacité pourraient être plus sensibles sur les consommateurs thermosensibles, qui sont à l'origine de la pointe de consommation. A l'horizon de la mise en place du mécanisme de capacité, les tarifs réglementés de vente devraient toujours être proposés aux consommateurs domestiques. Ces tarifs devraient évoluer en fonction de l'écart entre la composante actuelle des tarifs et le prix de marché.

*

* *

Echanges et transparence

Pour chaque année de livraison, RTE met en place et gère trois registres.

Le *registre des capacités certifiées*, qui a un caractère public, répertorie toutes capacités certifiées. Il est mis à jour mensuellement. Il contient la liste des capacités certifiées et de leurs caractéristiques, la puissance certifiée, la disponibilité prévisionnelle (actualisée).

Le *registre des garanties de capacité*, à caractère confidentiel, comptabilise de manière sécurisée toutes les opérations de délivrance, de transaction et de destruction de garanties de capacité. Il est ouvert dès la délivrance des premières garanties de capacité.

Le *registre des mesures de maîtrise de la consommation en période de pointe des acteurs obligés* récence les déclarations de réduction de consommation. Ces données sont prises en compte par RTE dans le calcul du niveau global d'obligation.

Une garantie de capacité est un instrument fongible dématérialisé, qui est négociable. Chaque garantie de capacité n'est valable que pour une année de livraison. C'est l'inscription sur le compte dans le registre de garanties de capacité qui assure la propriété de la garantie de capacité.

Le bon fonctionnement du mécanisme repose sur sa transparence. La publication annuelle du niveau d'obligation global par RTE et la mise à disposition en continu du registre des capacités certifiées permet aux acteurs de construire et d'ajuster la stratégie de couverture de leurs obligations.

*

* *

Conclusion

Le mécanisme de capacité est un outil qui accompagne la transition énergétique. En accord avec les textes législatifs et réglementaire, le corpus de règles proposé par RTE repose sur une responsabilisation de l'ensemble des acteurs avec un contrôle précis et efficace.

Tout d'abord, le mécanisme prévoit l'engagement de disponibilité de toutes les capacités de France sur une période de pointe PP2 ciblée sur les heures de plus fortes consommations. Le choix des heures PP2 ciblées est primordial pour la réussite du mécanisme afin d'assurer la sécurité d'alimentation et permettre d'utiliser tous les leviers possibles au niveau de l'offre et de la demande.

Par ailleurs, le calcul de l'obligation corrigé des aléas climatiques sur une période de pointe PP1 également ciblée sur les heures de plus fortes consommations répond aux objectifs fixés par les pouvoirs publics, puisqu'il incite l'activation d'actions de maitrise de la consommation à la pointe, valorisées en tant que réduction de l'obligation, pour ainsi contribuer à la réduction de la pointe de consommation.

Enfin, l'agrégation des données individuelles des acteurs permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement collective, les acteurs du système électrique ayant la meilleure connaissance de leurs consommations ou de la disponibilité de leurs capacités de production ou d'effacement. Ainsi, le processus d'obligation prévoit que l'acteur obligé applique la méthode de calcul de l'obligation avec les paramètres fournis par RTE sur la base de ses propres estimations de consommations. Dans le même sens, les exploitants de capacité sont incités à se faire certifier sur la base d'éléments déclaratifs.

En parallèle, cette responsabilisation individualisée est encadrée et contrôlée pour assurer le bon fonctionnement du mécanisme.

Au niveau de la transparence : RTE publie 4 années à l'avance les paramètres pour la certification et le calcul de l'obligation, une estimation du niveau d'obligation globale chaque année, la somme des capacités certifiées très fréquemment. RTE signale les périodes de pointes PP1 et PP2 en J-1. Cette transparence contribue à améliorer la visibilité des acteurs et la stabilité du marché.

Au niveau du risque pour les acteurs : Les exploitants de capacité se regroupent au sein d'un responsable de périmètre de certification pour foisonner les aléas et peuvent se rééquilibrer le cas échéant. Côté acteurs obligés, le calcul de l'obligation est corrigé de l'aléa climatique et RTE notifie l'obligation des acteurs obligés avant la fermeture du marché.

Au niveau du contrôle : RTE procède à un contrôle précis des engagements des exploitants de capacité et au respect des obligations des acteurs obligés. Ce contrôle est associé à un règlement financier incitatif et équitable.

L'objectif de sécurité d'approvisionnement est garanti par le marché de garanties de capacité qui reflète l'équilibre physique entre le niveau d'obligation effectif et le niveau de capacité effectif. Cette cohérence entre le marché et le physique est assurée tout au long du mécanisme via deux dispositifs :

- Le rééquilibrage des exploitants de capacité, qui assure que l'offre en garanties reflète à tout moment la meilleure prévision du niveau de capacité effectif global.
- Le règlement des écarts calculé sur la base du réalisé, qui assure que les acteurs recourent au marché dès la constatation d'un écart vis-à-vis de leur meilleure

prévision et transmettent ainsi au marché toute nouvelle information dont ils disposent.

La mise en œuvre opérationnelle du mécanisme est la prochaine étape. Les premières certifications ainsi que les premières transactions de garanties de capacité auront lieu dès 2014.

Les indicateurs de réussite du mécanisme dans 5 ans se traduiront par un risque maîtrisé sur la sécurité d'alimentation, la baisse de la consommation pendant les heures de pointe et le volume en hausse des capacités d'effacement. A terme, le développement de leviers nouveaux comme l'effacement devrait permettre de réduire le coût pour le consommateur final. Le développement des énergies intermittentes viendra par ailleurs dans les années à venir renforcer le besoin de flexibilité du système, du côté de l'offre comme de la demande. Le mécanisme de capacité français est un outil pour permettre au système électrique de faire face à ces nouveaux défis. A partir de ces indicateurs, les pouvoirs publics et la communauté des acteurs seront en mesure de juger et d'ajuster le cas échéant le mécanisme de capacité français.